

Grado Universitario en Ingeniería en
Tecnologías Industriales

Curso Académico 2016-2017

Trabajo Fin de Grado

“Dimensionado de un sistema híbrido
de abastecimiento de agua y energía
en una comunidad aislada (Toledo)”

Marcos Cuenca Ruiz

Tutora

Mónica Chinchilla Sánchez

Leganés, Octubre 2017

ÍNDICE GENERAL

Índice de figuras	5
Índice de tablas	6
Capítulo 1.....	8
1. INTRODUCCIÓN.....	8
1.1. Motivación	8
1.2. Objetivo	9
1.3. Descripción de los contenidos.....	10
Capítulo 2.....	11
2. ESTADO DEL ARTE	11
2.1. Desarrollo sostenible	12
2.2. La energía solar fotovoltaica dentro del marco de las energías renovables	14
2.3. Descripción de los componentes	24
Capítulo 3.....	45
3. MEMORIA TÉCNICA.....	45
3.1. Diseño	45
3.2. Cubierta utilizada	46
3.3. Elección de la bomba eléctrica de agua para el sistema de riego.....	47
3.4. Dimensionado del sistema fotovoltaico aislado.....	56
Capítulo 4.....	96
4. MEMORIA ECONÓMICA	96
Capítulo 5.....	102
5. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	102
5.1. Referencias empleadas en Ilustraciones y Tablas	102
5.2. Referencias empleadas en la captación de información básica para la realización del proyecto.....	104
Capítulo 6.....	105
6. CONCLUSIONES	105
Capítulo 7.....	106

7. ANEXOS.....	106
7.1. Consumo eléctrico mensual de las cargas de la vivienda.	107
7.2. Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos de YINGLI SOLAR	119
7.3. Ficha técnica de la estructura de aluminio de TECHNO SUN	121
7.4. Ficha técnica del regulador de carga de VICTRON ENERGY	122
7.5. Ficha técnica del inversor - cargador de VICTRON ENERGY	123
7.6. Ficha técnica del Color Control GX de VICTRON ENERGY	125
7.7. Ficha técnica del monitor de baterías de VICTRON ENERGY	129
7.8. Ficha técnica de las baterías estacionarias OPzS de VESNA SOLAR	131
7.9. Ficha técnica del grupo electrógeno de gasolina AYERBE	132
7.10. Ficha técnica de la bomba de agua de BOMBAS CAPRARI.....	133
7.11. Hipervínculo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red	135

Índice de figuras

Ilustración 1: Tipo de radiaciones procedentes del Sol.....	15
Ilustración 2: Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo.	16
Ilustración 3: Representación del Azimut (en hemisferio norte) y Ángulo de inclinación.	17
Ilustración 4: Escenario mundial del giro energético hacia las energías renovables.	18
Ilustración 5: Radiación global sobre la horizontal en España.....	18
Ilustración 6: Elementos de una instalación FV aislada con grupo electrógeno de apoyo.	21
Ilustración 7: Principales tipos de células y módulos fotovoltaicos.	25
Ilustración 8: Conexiones de una célula fotovoltaica.	26
Ilustración 9: Elementos que componen un módulo fotovoltaico.....	27
Ilustración 10: Curvas I-V características de un panel fotovoltaico.	29
Ilustración 11: Curva de trabajo I-V y curva de máxima potencia P-V.	30
Ilustración 12: Regulador de carga BlueSolar de Victron Energy.....	30
Ilustración 13: Principio electroquímico en baterías.....	32
Ilustración 14: Nº de ciclos frente a la profundidad de descarga de las baterías (DOD).	35
Ilustración 15: Posibilidades de conexión de las baterías.	36
Ilustración 16: Relación entre la autodescarga de una batería y la temperatura ambiente.....	37
Ilustración 17: Inversor – Cargador MultiPlus.....	38
Ilustración 18: Monitor Color Control GX.	40
Ilustración 19: Monitor de baterías MBV-702	41
Ilustración 20: Cable PV ZZ-F de la marca TOPSOLAR.	41
Ilustración 21: Propiedades del cable PV ZZ-F de la marca TOPSOLAR.	42
Ilustración 22: Equivalencias entre medidas en AWG y mm ²	43
Ilustración 23: Cubierta elegida para instalar el generador fotovoltaico.	46
Ilustración 24: Bomba RX 80 – 12M. Página 26 de <i>Sector doméstico 05/16</i>	55
Ilustración 25: Inclinación óptima de los módulos según el periodo de diseño.	62
Ilustración 26: Separación mínima entre paneles fotovoltaicos y objeto cercano.	65
Ilustración 27: Irradiación media diaria de cada mes para $\beta_{\text{óptimo}}$, β_{elegido} sin FS ni FI, y β_{elegido}	68
Ilustración 28: Distancia mínima de separación entre varias filas de módulos FV.	75
Ilustración 29: Intensidades admisibles (A) al aire a 40°C.....	82
Ilustración 30: Comparación del coste de cada elemento con respecto al coste total de la instalación.....	100



Índice de tablas

Tabla 1: Tensión recomendada para cada potencia instalada.....	33
Tabla 2: Capacidad máxima del pozo.	47
Tabla 3: Capacidad mínima del pozo.	47
Tabla 4: Datos del riego de la huerta.	48
Tabla 5: Datos del riego de los árboles.....	48
Tabla 6: Capacidad de la alberca del emplazamiento.	49
Tabla 7: Tabla de pérdida de cargas en tuberías de PVC y PE.	52
Tabla 8: Consumo mensual de la bomba de agua.....	58
Tabla 9: Localización de las cargas eléctricas de la vivienda y sus respectivas potencias.	59
Tabla 10: Consumo eléctrico mensual y anual del emplazamiento.	60
Tabla 11: Datos de irradiación para cada ángulo de inclinación de paneles FV estudiado.	63
Tabla 12: Factor de Irradiancia para cada mes del año.....	64
Tabla 13: Distancia mínima entre la chimenea y la primera fila de paneles FV.	66
Tabla 14: Irradiación media diaria incidente sobre el plano de los generadores.	66
Tabla 15: Elección del mes “peor” del estudio.	67
Tabla 16: Potencia mínima del conjunto de módulos FV.	69
Tabla 17: Potencia mínima requerida según los días de estancia de cada mes.	70
Tabla 18: Características principales de los módulos YL265P-29b.....	71
Tabla 19: Consumo diario medio de la carga (<i>LD</i>) en [Ah/día] para cada mes.	77
Tabla 20: Valores de la capacidad en <i>C20</i> requerida en cada mes.....	79
Tabla 21: Valores de la conductividad del cobre y aluminio en función de la temperatura.	81
Tabla 22: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.	86
Tabla 23: Secciones de los conductores activos y de protección a emplear.	87
Tabla 24: Diámetro exterior de los tubos aislantes de PVC en función del número y de la sección de los conductores.	87
Tabla 25: Resultados de las secciones y diámetros a utilizar de todos los conductores y tubos aislantes de la parte conectada en CC.....	88
Tabla 26: Resultados de las secciones y diámetros a utilizar de todos los conductores y tubos aislantes de la parte conectada en CA.....	92
Tabla 27: Valores de las intensidades a emplear en las ecuaciones del cálculo de fusibles.	94
Tabla 28: Resultados de las corrientes necesarias para realizar el cálculo de cada IA en cada tramo.	95
Tabla 29: Detalle de los costes de la instalación fotovoltaica.	98
Tabla 30: Comparación entre los costes ideales y reales de la instalación en porcentajes.	99
Tabla 31: Análisis del coste de combustible para el abastecimiento único con el grupo electrógeno.....	101
Tabla 32: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de enero.	107
Tabla 33: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de febrero.....	108
Tabla 34: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de marzo.....	109
Tabla 35: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de abril.	110
Tabla 36: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de mayo.....	111
Tabla 37: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de junio.	112



Tabla 38: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de julio.....	113
Tabla 39: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de agosto.....	114
Tabla 40: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de septiembre.	115
Tabla 41: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de octubre.	116
Tabla 42: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de noviembre.	117
Tabla 43: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de diciembre.....	118



Capítulo 1

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

Tras la necesidad de disponer de suministro eléctrico en una parcela familiar, destinada principalmente a la agricultura y al ocio en los fines de semana, surge la realización el presente proyecto.

Gracias a los conocimientos adquiridos en la asignatura “Sistemas Eléctricos Sostenibles”, impartida por Mónica Chinchilla Sánchez, y a la pasión por las energías renovables desde entonces (teniendo especial interés en la energía solar fotovoltaica), ha sido posible llevar a cabo el dimensionado y la futura instalación del presente proyecto.

Todo esto ha hecho que disfrute en la realización del Trabajo de Fin de Grado encontrando en este entorno de la sostenibilidad la continuación a mis estudios y las ganas de dedicarme a ello de forma profesional.



1.2. Objetivo

El objetivo del presente estudio es realizar el dimensionado, construcción y puesta en marcha de un sistema híbrido formado por un sistema fotovoltaico y un grupo electrógeno de gasolina para el abastecimiento de agua y energía en una comunidad aislada en el municipio de Menasalbas, situado en la provincia de Toledo.

Se realizará además un análisis económico del conjunto en el que será posible visualizar el coste de la instalación y compararlo con el mercado y la situación actual. Además se detallarán los costes del combustible necesario si solo se alimentase con un grupo electrógeno todas las cargas del sistema, en los días de estancia, durante todo el día.

La instalación se realizará en una parcela cuyo uso principal es el riego de árboles frutales y hortalizas, aparte de servir como lugar de encuentros familiares la mayor parte de los fines de semana del año.

Esta parcela alberga cinco salas entre las que se encuentran dos habitaciones dormitorio, un baño, un comedor y un almacén de aperos.

El recinto se encuentra situado a 3 km (2.3 km en línea recta) de la vivienda habitual de los dueños y a 1.1 km del punto más cercano de conexión posible a la red eléctrica, lo cual hace que se estudien otras posibilidades de abastecimiento eléctrico como es este caso.

1.3. Descripción de los contenidos

Este proyecto consta de ocho capítulos, para los que se ofrece una breve descripción en este apartado con el fin de estructurar la lectura del trabajo.

En el primer capítulo, se introduce la temática del tema que se va a tratar en este estudio mostrando cuáles son las motivaciones que han llevado a realizar este proyecto y los objetivos generales que se persiguen, sirviendo como introducción al trabajo.

En el capítulo dos, se muestra una visión global actual y futura de las energías renovables y en particular, de la energía solar fotovoltaica, teniendo muy presentes las instalaciones fotovoltaicas aisladas de red. Además, se realiza un análisis de los elementos que forman este tipo de sistemas, y del papel y la disposición que tiene cada uno de ellos.

En el tercer capítulo del proyecto, se lleva a cabo el dimensionado del sistema fotovoltaico, realizándose cada uno de los cálculos requeridos para elegir adecuadamente los elementos que deben formar parte de la instalación y poder abastecer las necesidades que están presentes en la parcela para la que se ha realizado el estudio.

En el capítulo cuatro del trabajo, se muestra un estudio económico que ha sido realizado a partir de los costes de cada elemento de la instalación y el coste total de ésta.

En el quinto episodio, se realiza una breve conclusión de lo que ha sido el proyecto en sí para dar lugar, en sexto lugar, a las referencias bibliográficas empleadas que han ayudado a realizar el presente estudio.

Por último, en el capítulo siete, se han recogido las fichas técnicas del fabricante de cada elemento utilizado aparte del Pliego de Condiciones Técnicas para este tipo de instalaciones del IDAE.



Capítulo 2

2. ESTADO DEL ARTE

El Sol es una fuente de energía inagotable con un diámetro de 1.4000.000 km situado a una distancia media de 150 millones de kilómetros de la Tierra. Se formó hace 4.600 millones de años y se estima que aún no ha llegado a la mitad de su existencia.

Por sí solo, representa alrededor del 99,86% de la masa del Sistema Solar y su flujo radiante es de $3,8 \cdot 10^{26}$ W, equivalentes a una densidad de 62,5 MW por cada metro cuadrado de la superficie solar. De toda esta densidad de energía, solo una pequeña parte, 1,37 kW por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la Tierra a causa de la distancia que les separa.

Por todos estos datos, el Sol constituye sin alguna duda una fuente de energía extraordinaria entre las diferentes energías renovables que hoy en día se conocen, y dado que el consumo de energía en el mundo cada vez es mayor (aunque crece a un ritmo menor que en la década anterior), se puede predecir que es una energía de mucho futuro.

Durante cada año, el Sol traslada a la Tierra alrededor de cuatro mil veces más energía de la que se consume. Por ello hay que intentar aprovechar esta energía de todas las formas posibles, para que cada año seamos menos dependientes del petróleo y de otras alternativas contaminantes que hacen de nuestro planeta un lugar cada vez menos seguro y sostenible.

Se debe señalar además que este tipo de energía presenta algunos problemas e inconvenientes que, sin lugar a duda, son y serán en un futuro resueltos. Estas dificultades son propiciadas por políticas energéticas nefastas en muchos países del mundo, a pesar de que en el último lustro se ven ciertos cambios y mejoras cuyos resultados lo demuestran.

El gran inconveniente de esta fuente de energía es que la radiación que recibimos no es la misma durante todo el año, siendo menor en invierno, y por ello se debe complementar con otro tipo de energía realizando sistemas híbridos o utilizando sistemas de almacenamiento.

Según el WEF, las energías renovables ocupan un lugar cada vez más importante en la producción de energía. La participación de energía solar en la generación mundial de electricidad casi se duplica cada dos años desde el año 2000, y cada cuatro años, en el caso de la energía eólica. Esto provoca que por cada duplicación, el coste de la energía solar caiga en un 24% y el de la energía eólica, un 19%.

Por ello, hay que proseguir investigando y creciendo dentro del marco sostenible, ya que los datos nos indican continuamente la viabilidad de estas fuentes de energía como abastecimiento energético alternativo a las fuentes tradicionales.

2.1. Desarrollo sostenible

En el *Informe Brundtland* de 1987, aparece el concepto “desarrollo sostenible” definido como el “desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades”.

Varios informes más recientes indican que, aunque no parece haber limitación de recursos para, aproximadamente, los siguientes 50 años, el sistema energético actual es insostenible por consideraciones de equidad, medioambientales, económicas y geopolíticas.

Como consecuencia de la situación, cabe destacar los acuerdos alcanzados en el protocolo de Kyoto (2008-2012) y en el segundo periodo del Protocolo de Kioto (2012-2020), protocolos de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

La duración de este segundo periodo es de ocho años, con metas concretas hasta 2020. El acuerdo más importante de este segundo periodo fue negociado durante la XXI Conferencia sobre el Cambio Climático en París en el año 2015 (COP 21) por los 195 países miembros, de los cuales, a fecha 3 de noviembre de 2016 habían firmado 175 países.

Dentro del Marco Europeo, la Directiva 2009/28/CE establece unos objetivos en materia de cambio climático y energía de la Unión Europea para 2020, conocidos comúnmente como 20-20-20. Estos objetivos son:

- Reducir para 2020 las emisiones globales de gases de efecto invernadero de la Comunidad al menos un 20% respecto a los niveles de 1990 (40% para 2030 y 80-95% para 2050).
- Aumentar el uso de energías renovables hasta el 20% de la producción total.
- Reducir el consumo energético en un 20% con respecto al nivel previsto para 2020 gracias a una mayor eficiencia energética.

Estos objetivos están ayudando a reducir la dependencia energética de los combustibles fósiles, propiciando el auge de energías renovables en todo el mundo, sobre todo en países como China, Brasil, India y Alemania, donde más del 60% de su consumo energético es abastecido por este tipo de energía.

Las energías renovables más destacadas son la energía eólica, solar, hidráulica, mareomotriz, geotérmica y biomasa.

2.2. La energía solar fotovoltaica dentro del marco de las energías renovables

La energía solar fotovoltaica presenta grandes ventajas energéticas, medioambientales e industriales. A pesar de ello, en España, la introducción de este sistema de generación de energía se está produciendo de manera lenta, fundamentalmente por barreras de carácter político.

Pese a todo esto, numerosos factores hacen de esta tecnología un sistema muy atractivo de producción de energía en nuestro país gracias a la gran cantidad de recurso solar, y a la tecnología y capacidad de fabricación punteras a nivel internacional.

En los últimos años, se está observando un aumento de proyectos de abastecimiento de energía fotovoltaica en comunidades conectadas a red y aisladas, cuya vida del conjunto ronda los quince años y su amortización se encuentra alrededor de seis años, acto que demuestra su rentabilidad económica a pesar de la gran inversión inicial.

2.2.1. Terminología

La radiación solar es la energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas. Esta radiación se compone de varias unidades físicas concretas:

- **Irradiancia (G):** Es la densidad de potencia incidente por unidad de superficie. Su unidad de medida es $[\text{W}/\text{m}^2]$.
- **Irradiación (E):** Energía incidente por unidad de superficie a lo largo de un periodo de tiempo concreto. $\text{Irradiación} = \text{Irradiancia} \cdot \text{Tiempo}$; por tanto, su unidad de medida es $[\text{J}/\text{m}^2]$ ó $[\text{kW} \cdot \text{h}]$, donde $1\text{kW} \cdot \text{h}$ equivale a 3,6 MJ.

La radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta principalmente por:

- **Radiación directa (B):** Aquella formada por los rayos del Sol que inciden directamente, sin ser reflejados.
- **Radiación difusa (D):** Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste, excepto la que llega del Sol directamente.
- **Radiación del albedo (R):** Es aquella que procede del suelo, debida a la reflexión de parte de la radiación incidente sobre superficies próximas.

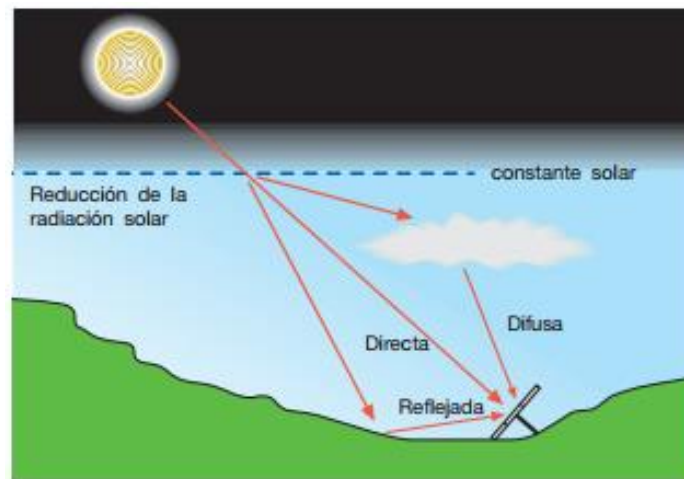


Ilustración 1: Tipo de radiaciones procedentes del Sol.

(Fuente: ABB, 2011. *Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas*. <http://www.abb.es/abblibrary/DownloadCenter/>) [1]

- **Hora solar pico:** Energía recibida durante una hora a una irradiancia promedio de 1000 W/m^2 .
- **CEM:** Condiciones estándar de medida. Se corresponden con las condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulo y generadores fotovoltaicos. Estas condiciones están definidas de la siguiente forma:

- Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m^2 .
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Incidencia normal.
 - Temperatura de célula: 25°C .
- **TONC:** Se corresponde con la operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células fotovoltaicas cuando se someten a una irradiancia de 800 W/m^2 con una distribución espectral AM 1,5 G, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s .

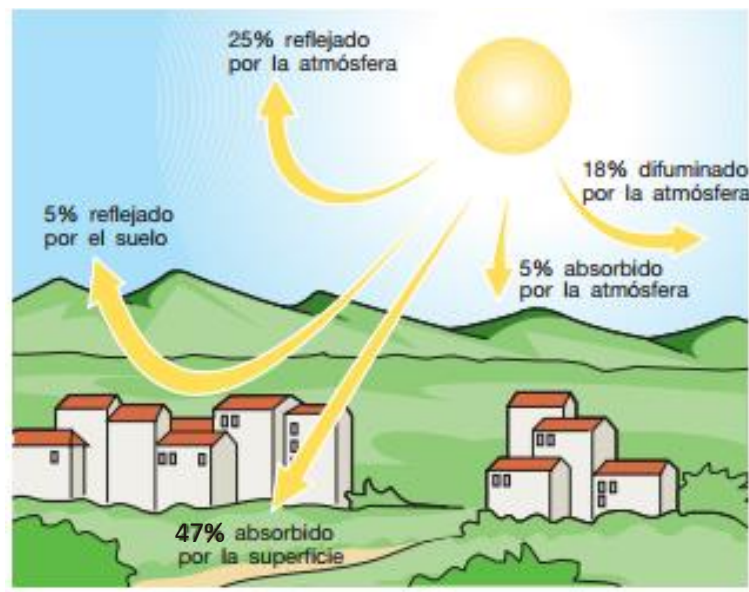
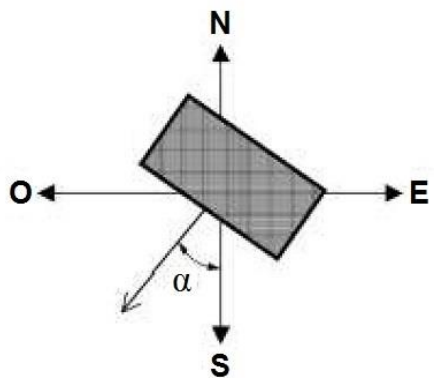


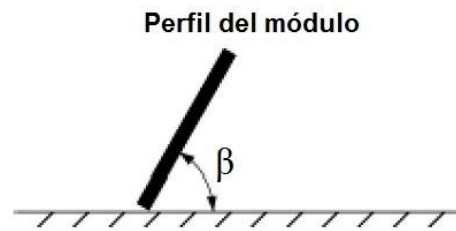
Ilustración 2: Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo.

(Fuente: ABB, 2011. *Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10. Plantas fotovoltaicas*. <http://www.abb.es/abblibrary/DownloadCenter/>) [1]

- **Azimut (α):** Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo fotovoltaico y el meridiano del lugar. Lo ideal es que α sea igual a cero.
- **Ángulo de inclinación (β):** Ángulo que forma la superficie de los módulos fotovoltaicos con el plano horizontal. Su valor es 0° si el módulo se encuentra completamente horizontal, y 90° si está de forma vertical.



Representación del ángulo azimut



Inclinación del módulo fotovoltaico

Ilustración 3: Representación del Azimut (en hemisferio norte) y Ángulo de inclinación.
(Fuente: IDAE) [2]

2.2.2. Energía solar fotovoltaica

Se dice que la energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables del futuro. Desde su despegue mediante programas espaciales, en los que se hace funcionar satélites únicamente con la energía del Sol, sus aplicaciones no han parado de crecer en estos años llegando a formar parte actualmente de fuente de energía para algunos aviones y coches, o alimentación en electrolineras, entre otras.

Cabe mencionar como ventaja que la energía solar se transforma en energía eléctrica sin ciclos termodinámicos, reacciones química y sin apenas partes móviles. Esta generación es de duración prácticamente ilimitada, su mantenimiento es mínimo y no produce contaminación ni ruido.

2.2.3. Futuro de la energía solar fotovoltaica

Una vez vistas la cantidad de ventajas incomparables de este tipo de energía, es de esperar que su producción mundial aumente significativamente a lo largo de los años convirtiéndose en la energía renovable con más gigavatios instalados en el mundo.

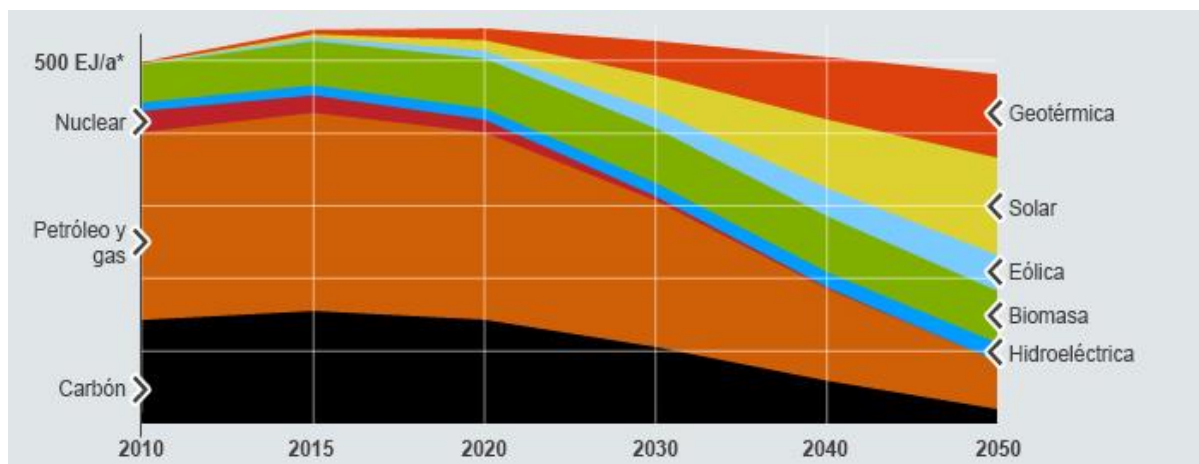


Ilustración 4: Escenario mundial del giro energético hacia las energías renovables.
(Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, REVE) [3]

2.2.4. Situación de la energía solar fotovoltaica en España, Europa y el resto del mundo

España es uno de los países europeos que tiene mayor irradiación anual, lo cual hace que la energía solar sea más rentable que en otros países. Regiones del norte de España, generalmente consideradas como poco adecuadas para la instalación de sistemas de generación fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media de Alemania, país que lidera desde hace años la promoción de este tipo de energía renovable.

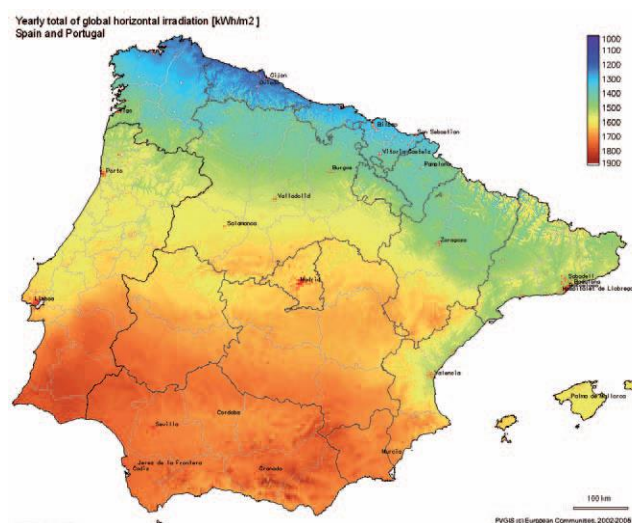


Ilustración 5: Radiación global sobre la horizontal en España.
(Fuente: ABB, 2011. Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.
<http://www.abb.es/abblibrary/DownloadCenter/>) [1]

Tras la aprobación del Real Decreto Ley 1/2012, por el que se suspendía de forma indefinida los cupos del Régimen Especial de energía, se visualizó un freno en el desarrollo de la energía fotovoltaica que agravó la crisis del sector renovable que ya se vivía en España desde 2010. Esta situación provocaba una grave contradicción con los objetivos estipulados por la Unión Europea para impulsar las energías limpias.

A finales de 2014, la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4672 MW. Durante el año 2015, se instalaron 49 MW nuevos, y en 2016, 55 MW. En julio del presente año, se realizó una subasta que adjudicó más de 3500 MW nuevos de energía fotovoltaica a instalar, permitiendo a España alcanzar los objetivos de generación de energía renovable del 20-20-20. Estas instalaciones no contarán con alguna prima adicional, lo cual permite ver la rentabilidad existente y el crecimiento actual de este tipo de energía.

La implantación de energía solar fotovoltaica en Europa ha avanzado considerablemente en los últimos años, convirtiéndose en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada de forma global, después de la hidroeléctrica y la eólica. Alemania e Italia son los dos países que han experimentado un crecimiento más destacable respecto al resto de países en este tipo de generación.

Con respecto al resto del mundo, en el último año, China y Japón añadieron más generación de origen solar que todo el continente europeo, llegando a tener instalados 77 GW y 42 GW, respectivamente. Estos dos países junto con EE.UU. (en particular, el estado de California), Alemania e Italia constituyen la mayor parte de las instalaciones fotovoltaicas de todo el mundo.

Expertos en la materia creen que la lenta introducción de la energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico de España se debe a los siguientes factores:

- Es necesario hacer una inversión inicial elevada.
- Poca información sobre los beneficios y usos de la energía solar entre la sociedad.
- Falta de concienciación ecológica y medioambiental.
- En algunos casos existe la falta de espacio para llevar a cabo la instalación.
- Normativa poco definida y contradictoria acerca del balance neto y retribución.

2.2.5. Elementos que forman un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico se compone de los siguientes elementos:

- **Generador solar:** compuesto por un conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos que captan la radiación del Sol y la transforman en energía eléctrica. Esta energía dependerá de la orientación e inclinación que tengan los módulos y por supuesto, de la cantidad instalada y de la irradiación en el emplazamiento.
- **Regulador de carga:** controla la entrada de corriente al acumulador para realizar su carga. Tiene como misión evitar sobrecargas excesivas en el acumulador y asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia.
- **Acumulador:** sirve para almacenar la energía producida por el generador a través del regulador de carga. Permite disponer de energía eléctrica en las horas con ausencia de luz.
- **Inversor:** transforma la corriente continua de 12, 24 ó 48V almacenada en el acumulador, en corriente alterna a 230V.

Dependiendo si el sistema fotovoltaico está conectado a red o es aislado, se deben añadir más elementos como protecciones, grupo electrógeno de apoyo, etc. En este caso, el sistema es aislado y cuenta con grupo electrógeno de apoyo, lo cual se denomina, sistema fotovoltaico híbrido.

El esquema con las partes principales que forman un sistema fotovoltaico híbrido se muestra a continuación, donde las líneas azules se corresponden con la parte del sistema que se encuentra en corriente continua, las líneas rojas, con la parte de corriente alterna, y la línea gris, con el cableado que posibilita la comunicación entre el regulador de carga y el inversor/cargador.

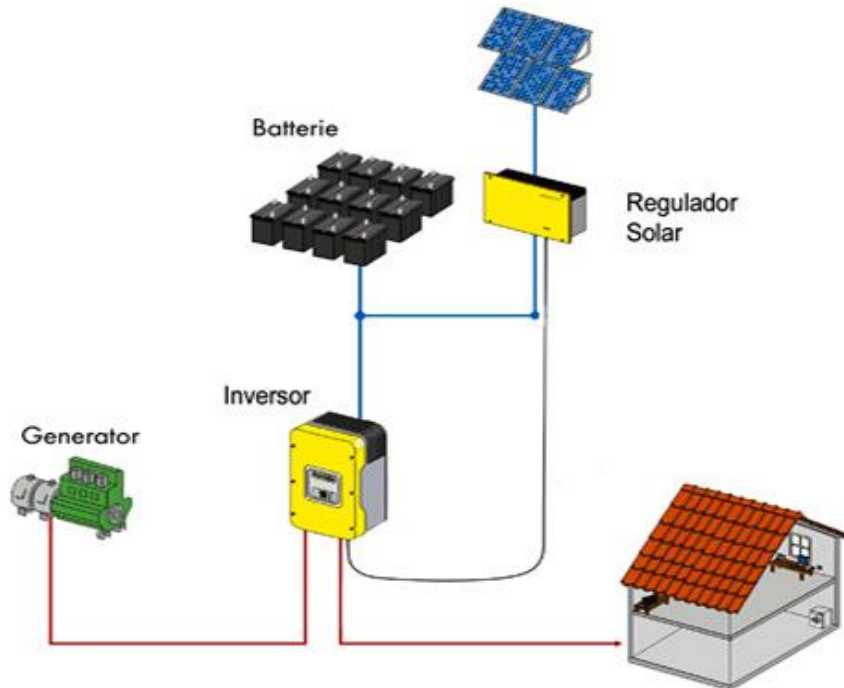


Ilustración 6: Elementos de una instalación FV aislada con grupo electrógeno de apoyo.

(Fuente: SMA, www.sma.de) [4]

2.2.6. Funcionamiento de un sistema fotovoltaico

En un sistema fotovoltaico común, el proceso de funcionamiento es el que se explica en los siguientes párrafos.

La radiación del Sol incide sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos, donde se transforma en energía eléctrica de corriente continua. Esta energía, en algunas instalaciones puede ser consumida directamente en corriente continua, y en otros casos, se almacena a través de un regulador de carga, si el sistema está dotado de acumuladores.

La energía almacenada es utilizada en momentos donde no existe luz del día o esta es escasa, o cuando los módulos fotovoltaicos son incapaces de satisfacer la demanda por si solos. Si las cargas son de corriente continua, éstas pueden ser alimentadas directamente desde los módulos o desde los acumuladores. Si, en cambio, las cargas son de corriente alterna, es necesario transformar esta energía en corriente alterna a través de un inversor.

La generación está basada en un fenómeno físico denominado “efecto fotovoltaico” que consiste en convertir la radiación del Sol en energía eléctrica mediante unos semiconductores llamados células fotovoltaicas. Estas células se fabrican a base de silicio puro, elemento más abundante de la corteza terrestre (más del 60%) con adición de impurezas como son el boro y fósforo, siendo capaces de generar una corriente de entre 3 y 4 A, a un voltaje de 0,6 V, aproximadamente.

Parte de la radiación se refleja y se pierde, y otra parte se transmite a través del vidrio que protege las células hacia éstas, haciendo que salten los electrones de una capa (Fósforo) a la otra (Boro) de la célula generando una corriente proporcional a la radiación incidente.

2.2.7. Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas

Cuando se plantea una instalación fotovoltaica, aparecen dos opciones principales:

- Necesidad de dotar de energía eléctrica a una comunidad aislada, con dificultades para acceder a la red de distribución o que quiere ser independiente a ésta.
- Posibilidad de inyectar la energía eléctrica restante a la red de distribución desde una comunidad de autoconsumo o realizar una central fotovoltaica que vierta toda su producción a la red.

En función de estas dos opciones, existen dos tipologías básicas de instalaciones fotovoltaicas: instalaciones aisladas o instalaciones conectadas a red.

2.2.7.1. Instalaciones fotovoltaicas aisladas:

Son instalaciones autónomas que hacen posible la electrificación del lugar aprovechando únicamente la energía del Sol, o con apoyo de otro tipo de energía si se trata de una instalación híbrida. Estas instalaciones se realizan porque no hay posibilidad de conectarse a la red de distribución por la gran distancia que le separa de ésta, y por lo tanto, por el alto precio que se debe abonar para tener acceso. En la mayoría de los casos, en estas instalaciones existen acumuladores para almacenar la energía eléctrica que no se utiliza para ser aprovechado cuando se requiera.

Sus aplicaciones fundamentales suelen ser la ganadería, agricultura y aplicaciones domésticas.

2.2.7.2. Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red:

Estas instalaciones pueden ser de autoconsumo con un enganche a la red para verter en ella la energía eléctrica que no se utiliza en la comunidad o pueden ser centrales fotovoltaicas que entregan toda su generación a la red de distribución teniendo un ingreso económico a cambio.

La diferencia con las otras instalaciones fotovoltaicas es que en este tipo no suele haber acumuladores y la energía eléctrica producida, o bien se consume a la vez que se genera o bien, se entrega a la red de distribución, ofreciéndote ésta la posibilidad de absorber de ella la energía eléctrica necesaria fuera de horas solares en caso de pequeñas instalaciones. Esto suele suceder en ciertos países de Europa, lo cual se denomina “balance neto”. En España, dada la falta de interés, no existe posibilidad de recuperar la energía entregada, salvo para las grandes instalaciones, que venden todo su potencial a las compañías eléctricas.

En los únicos sistemas que suele haber acumuladores es en sistemas de emergencia, donde se requiere un apoyo por si la red falla en horas donde la luz solar es escasa o es de noche. Además de este sistema de acumulación suele haber otro sistema de generación de apoyo.

2.2.8. Ventajas e inconvenientes de la energía solar fotovoltaica aislada

- Los sistemas fotovoltaicos son silenciosos y tienen una vida útil en su conjunto de alrededor de 15 años (20 años de los módulos fotovoltaicos y 15 años de las baterías).
- El único mantenimiento necesario posible se realiza a los acumuladores (dependiendo del tipo que sean).
- La electricidad se produce en el mismo lugar que se consume, descartando la necesidad de instalar tendidos eléctricos evitando pérdidas por transporte.
- Requiere una instalación simple y poco costosa.

- Produce electricidad de forma limpia, sin ningún tipo de combustión o reacción evitando así la emisión de contaminantes al ambiente.
- Son instalaciones resistentes a las condiciones atmosféricas extremas.
- Como inconvenientes, estas instalaciones requieren una gran inversión inicial y una superficie suficiente para la instalación de los módulos dadas sus grandes dimensiones.

2.3. Descripción de los componentes

2.3.1. Tipos de células solares

Existen tres tipos de células solares de Silicio:

- **Monocristalino:** presentan un rendimiento de laboratorio del 24% y un rendimiento directo del 15-18%. Contienen un color azul homogéneo y se aprecian las conexiones entre células. Este tipo de células se obtiene a partir de silicio puro fundido. Son las que más energía captan y por tanto, las que mayor precio tienen.
- **Policristalino:** presentan un rendimiento de laboratorio del 20% y un rendimiento directo del 12-14%. Su superficie está estructurada en una variedad de cristales que dotan a la célula de distintos tonos azules. Este tipo de células se obtiene igual que las células monocristalinas utilizando menos fases de cristalización. Son más económicas y por, tanto su eficiencia es menor que las primeras.
- **Amorfo:** presentan un rendimiento de laboratorio del 16% y un rendimiento directo menor del 10%. Su superficie tiene un color marrón homogéneo sin presentar conexión visible entre varias células. Poseen la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada sobre un sustrato como puede ser vidrio o plástico.

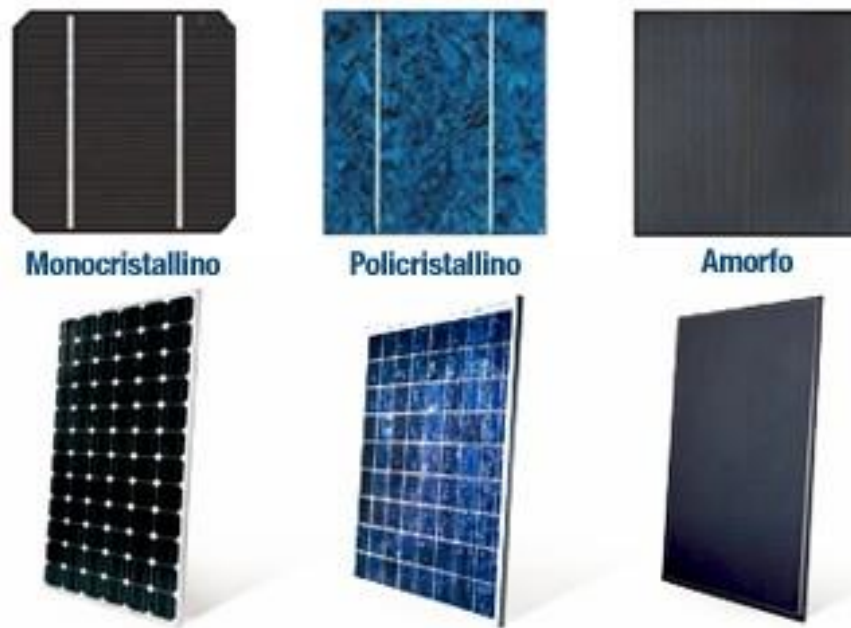


Ilustración 7: Principales tipos de células y módulos fotovoltaicos.

(Fuente: ENERSAVE – Ingeniería de Ahorro Energético. <http://enersave.es/>) [5]

La mayoría de las células solares actualmente disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino, donde el precio de su fabricación representa un 40% del precio final del dispositivo.

China y Taiwan, conjuntamente, superan el 50% de la capacidad mundial de producción de células solares para módulos fotovoltaicos. Desde el año 2010, la producción de tecnologías clásicas de Silicio como son las células mono y multicristalinas ha experimentado un crecimiento sin precedentes que ha llevado consigo una disminución drástica de los precios de estas células.

Actualmente, las mayores empresas fabricantes de paneles fotovoltaicos son Yinko Solar, Trina Solar y Canadian Solar con una entrega anual de 20 GW en módulos fotovoltaicos, aproximadamente.

2.3.2. Módulos solares fotovoltaicos

Los módulos solares fotovoltaicos están compuestos por un conjunto de células fotovoltaicas asociadas entre ellas en serie y paralelo.

El funcionamiento de cada célula se basa en recoger la corriente foto-generada por éstas mediante la rejilla frontal formada por diferentes *dedos*. Esta corriente se dirige hacia el *bus*, que es el colector donde se conectan los *dedos* y que conduce la corriente al exterior. Normalmente, cada célula lleva instalados dos *buses* por fiabilidad.

Las células se unen entre sí al soldarse dos tiras de cobre sobre los dos *buses* que componen la rejilla frontal de cada una. Estas dos tiras van de la cara superior de cada una de las células a la cara posterior de la célula adyacente, conectándose así 36, 60 o 72 células en serie y/o paralelo para formar el módulo. Por lo general, los paneles solares se fabrican uniendo primero en serie las células necesarias hasta llegar a la tensión deseada y a continuación, se unen en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado.

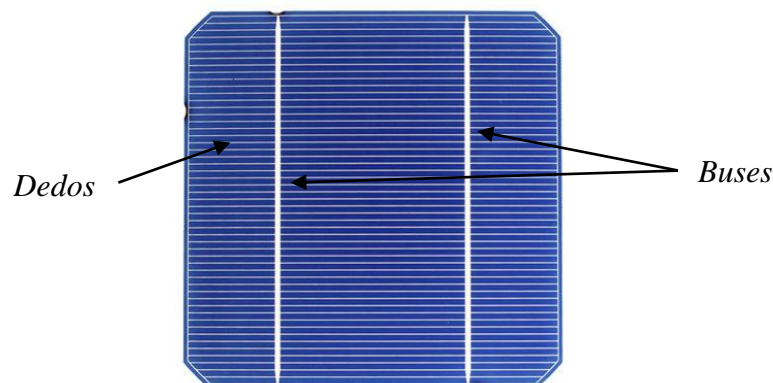


Ilustración 8: Conexiones de una célula fotovoltaica.

El parámetro estandarizado para clasificar a los módulos fotovoltaicos mediante su potencia se denomina potencia pico, que es la potencia máxima que puede entregar bajo unas condiciones de 1000 W/m^2 de irradiancia a una temperatura de 25°C .

Una célula estándar de Silicio cristalina genera unos 4 vatios pico [Wp] de potencia en corriente continua, por lo tanto, un panel típico de 60 o 72 células generarán en CEM una potencia de hasta 275 Wp y 325 Wp, respectivamente. Un sistema completo formado por varios módulos conectados en serie y/o paralelo se denomina generador fotovoltaico.

Para formar un panel solar, las células se encapsulan y se montan sobre un marco de aluminio que da forma a una estructura. En la siguiente figura se indican los elementos que forma el conjunto del módulo fotovoltaico:

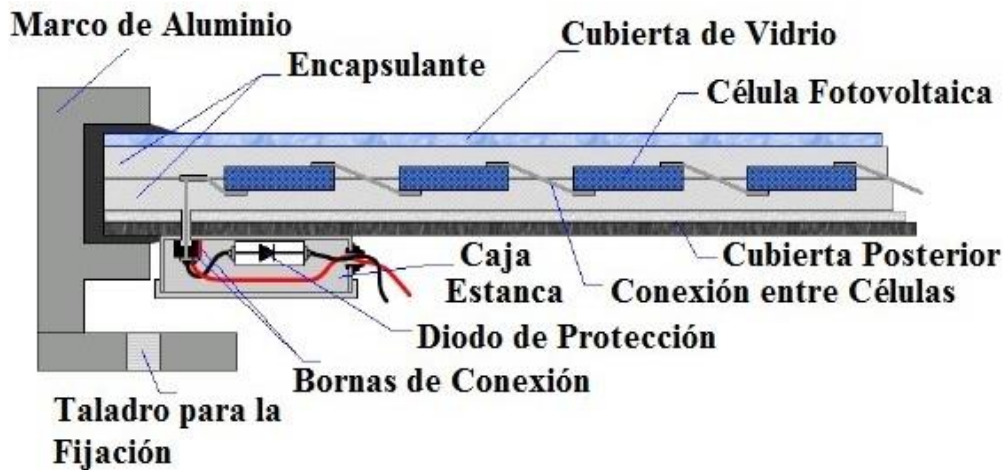


Ilustración 9: Elementos que componen un módulo fotovoltaico.

(Fuente: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>) [6]

- **Cubierta de vidrio:** cubierta exterior transparente de unos 3 mm de espesor de vidrio templado con bajo contenido de hierro y capa anti-reflectante para aumentar la refracción y así captar entre un 3 y un 5 % más de energía.
- **Encapsulante:** material de relleno hecho a base de vinilo de acetato etileno (EVA) que sirve para recubrir las células protegiéndolas del aire y de la humedad evitando que se produzca la oxidación del silicio.
- **Cubierta posterior:** cubierta realizada normalmente a base de fluoruro de polivinilo (PVF) que actúa como aislante dieléctrico. Además, ofrece una gran resistencia a la radiación ultravioleta y sirve de barrera a la entrada de humedad ofreciendo una gran adhesión al encapsulante interior.
- **Células fotoeléctricas.**
- **Elementos de conexión entre células:** tiras de cobre que unen los *buses* de cada célula fotoeléctrica.

- **Caja estanca de conexiones:** caja dotada de bornes de conexión normalizados con un grado de protección IP65, desde donde parte el cableado exterior del módulo para conectarlo con otros módulos y formar así el sistema completo de generación. En esta caja van incorporados los diodos de protección (suelen ser tres diodos) que reducen la posibilidad de pérdida de energía por sombreados parciales en los paneles y por lo tanto, evitan el daño del circuito eléctrico por este efecto. Esto ocurre ya que, cuando el módulo sufre un sombreado parcial, éste deja de generar corriente para absorberla, lo que produce un recalentamiento excesivo que podría dañarlo.

- **Marco de aluminio:** marco estructural realizado de aluminio anodizado que ofrece resistencia mecánica y sirve de soporte al conjunto de módulos. Es necesario comprobar que las especificaciones del fabricante como la instalación de la estructura cumplan los requisitos mínimos que se muestran a continuación:
 - Soportar vientos de 150 km/h.
 - Situar los módulos a una altura sobre el suelo superior a un metro.
 - Estar construida por materiales resistentes a la corrosión.
 - Emplear exclusivamente tornillería de aluminio anodizado o acero inoxidable para la sujeción de los módulos.
 - Estar eléctricamente unida a una toma de tierra que cumpla los requisitos del Reglamento de Baja Tensión.
 - Ser estática y asegurar la integración del generador en el medio en el que funciona.

A continuación, se muestra el funcionamiento de un panel solar fotovoltaico mediante las curvas I-V.

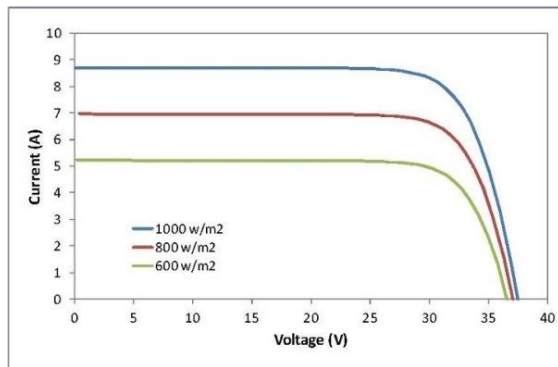


Figura Fa. Curvas I-V para distintos valores de la irradiancia solar
Temperatura constante de la célula (25° C)

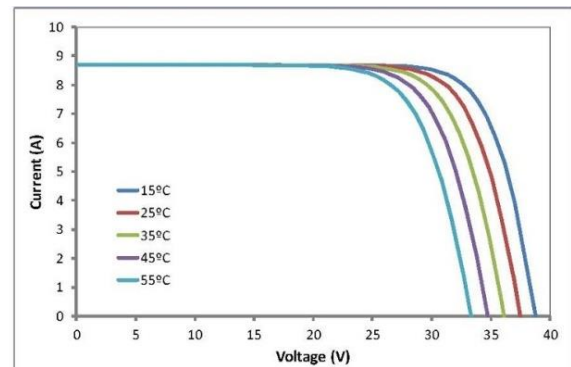


Figura Fb. Curvas I-V para distintas temperatura de la célula
Valor de irradiancia solar constante (1000 W/m²)

Ilustración 10: Curvas I-V características de un panel fotovoltaico.

(Fuente: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>) [6]

Como se puede apreciar en la figura anterior, el primer estudio se ha realizado para una temperatura constante de célula de 25°C. En ella podemos encontrar que el valor de la corriente crece cuanto mayor es la irradiancia solar. Por otro lado, en el segundo estudio (realizado a un valor de irradiancia constante de 1000 W/m²), podemos observar como a mayor temperatura alcanzada en las células del módulo el valor de la tensión disminuye.

Cuando se habla de temperatura alcanzada en las células de los paneles, se refiere a la temperatura superficial del módulo, que claramente no tiene que ser, ni es, igual a la temperatura ambiente.

Los módulos fotovoltaicos trabajan dentro de unos valores de intensidad y voltaje, dependiendo siempre de la radiación solar recibida, la carga eléctrica que soporta y la temperatura alcanzada. A continuación, se muestra una figura que representa dos curvas: una curva I-V y otra curva P-V.

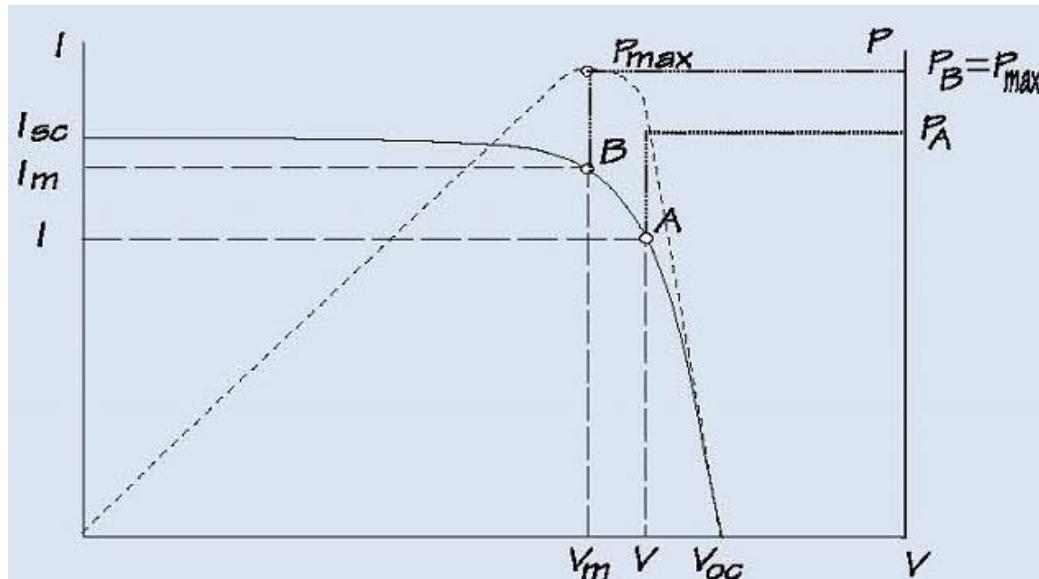


Ilustración 11: Curva de trabajo I-V y curva de máxima potencia P-V.
(Fuente: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>) [6]

En estas curvas se puede apreciar el punto donde el módulo debe trabajar. Este punto tiene asignado en la figura la letra B y es el punto de máxima potencia, mientras que el punto A se corresponde con una corriente y tensión cualquiera cuyo producto marcará una potencia P_A .

2.3.3. Regulador de carga

Un regulador de carga es un dispositivo que se encarga de controlar el paso de corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia las baterías.



Ilustración 12: Regulador de carga BlueSolar de Victron Energy.
(Fuente: Victron Energy: <https://www.victronenergy.com.es/>) [7]

Este equipo tiene tres funciones básicas:

- Evitar sobrecargas y descargas profundas de la batería que puedan producir en ella daños irreversibles.
- Impedir que, en los periodos sin luz, las baterías se descarguen a través de los paneles.
- Intentar que el sistema trabaje siempre en su punto de máxima potencia (MPPT: Maximum Power Point Tracking).

El regulador de carga se puede entender de una manera sencilla como un interruptor colocado en serie entre el generador fotovoltaico y las baterías, conectado cuando las baterías se encuentran en proceso de carga, y abierto cuando están totalmente cargadas. Es decir, cuando el voltaje de la batería se encuentre por encima de un cierto valor se interrumpe la conexión entre los módulos y los acumuladores, o reduce gradualmente la corriente media entregada por los módulos.

Este dispositivo debe de ser dimensionado con la intención de resistir sin daños unos valores de corriente del 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.

Las pérdidas de energía diarias a causa de su autoconsumo en condiciones normales de operación (CNO) deben ser inferiores al 3% del consumo diario de energía.

2.3.4. Sistema acumulador

Las baterías se utilizan en un sistema fotovoltaico para almacenar toda la energía generada por los módulos con el objetivo de disponer de ella durante los momentos de ausencia de luz.

El funcionamiento de una batería está basado principalmente en un proceso electroquímico reversible llamado reducción-oxidación (redox). Los principales tipos de baterías electroquímicas están formados por los siguientes componentes:

- Plomo-Ácido (Pb-Ac)
- Níquel-Cadmio (Ni-Cd)
- Iones de litio (Ion-Li)
- Sodio-Níquel (ZEBRA)
- Níquel-Hidruro metálico (Ni-MH)
- Polímero de litio (LiPo)

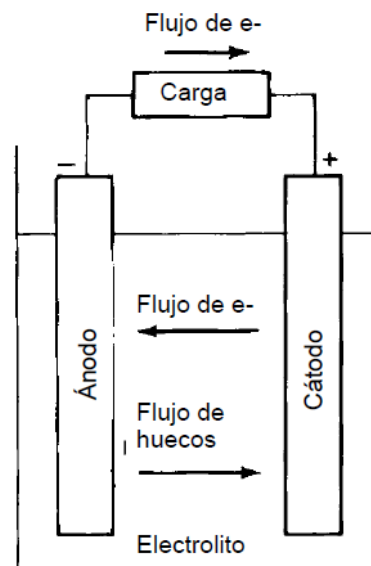


Ilustración 13: Principio electroquímico en baterías.
(Fuente: *Curso Sistemas Eléctricos Sostenibles*, 2016) [8]

En las instalaciones solares fotovoltaicas lo habitual es utilizar un conjunto de baterías asociadas en serie y/o paralelo para almacenar la energía generada. Una gran parte de la fiabilidad de la instalación global corre a cargo del sistema de acumulación, siendo por lo tanto, un elemento al que hay que dar la gran importancia que le corresponde.

De todos los acumuladores del mercado, más del 90% corresponde con baterías de Plomo-Ácido dado que son las que mejor se adaptan a estos sistemas de generación y que tienen un precio asequible actualmente.

Dentro del porcentaje restante, se pueden incluir las baterías de Níquel-Cadmio y de Iones de litio. En relación con el primer tipo, estas baterías presentan la ventaja de ser empleadas sin elemento regulador, permanecer un largo periodo en bajo estado de carga y tener un menor mantenimiento. Por lo que respecta al segundo tipo, las baterías de Iones de litio se están empezando a utilizar en ciertos tipos de instalaciones dado que poco a poco su precio va disminuyendo, aunque aún no son del todo rentables si no hay una dotación o subvención económica por parte de organismos oficiales.

Los tipos de baterías más recomendadas en estos sistemas son las baterías estacionarias de Pb-Ac y de placa tubular (OPzV y OPzS). Estas baterías están compuestas por un conjunto de vasos electroquímicos compuestos por varias placas de plomo en una solución de ácido sulfúrico. Cada vaso tiene 2 V de tensión y se conectan entre ellos en serie hasta completar los 12, 24 o 48 V de la tensión de suministro del regulador e inversor, llegando a propiciar el nivel de corriente adecuado.

Este tipo de baterías presentan ciertas ventajas e inconvenientes:

- **Ventajas:**

- Bajo coste.
- Fácil fabricación.

- **Inconvenientes:**

- No admiten sobrecargas ni descargas profundas, viendo seriamente disminuida su vida útil.
- Son contaminantes si no se realiza el reciclaje adecuado a causa de la cantidad de plomo que contienen.
- Tiene un peso excesivo al estar compuestas principalmente de plomo.

En la siguiente tabla se indica el nivel de voltaje del conjunto del sistema fotovoltaico recomendable dependiendo de la suma de la potencia de nuestras cargas.

Potencia global de las cargas [W]	Tensión de trabajo del sistema fotovoltaico [V]
Menor de 1500 W	12 V
Entre 1500 W y 5000 W	24 V ó 48 V
Mayor de 5000 W	48 V ó 120 V

Tabla 1: Tensión recomendada para cada potencia instalada.

La capacidad de la batería es la cantidad de energía que se puede almacenar. Esta cantidad de energía se mide en coulomb (C), que es el producto de la corriente (A) por el tiempo (t). Normalmente, se utiliza el amperio-hora (Ah) para medir la cantidad de energía de una batería ($1 \text{ Ah} = 3600 \text{ C}$). La capacidad de una batería indica la corriente que puede suministrar durante un tiempo determinado.

El tiempo invertido en la descarga de la batería influye de forma importante en su capacidad de almacenaje. Cuanto más rápido se realice su descarga, su capacidad de suministro disminuye dado que se pierde más energía por la resistencia interna, y viceversa.

Al depender la capacidad de la batería del tiempo invertido en su descarga, éste valor se suele aportar referido siempre a un tiempo estándar de descarga (C10: descarga en 10 horas) para una tensión determinada.

A continuación, se muestran las principales características que deben ofrecer las baterías electroquímicas:

- **Estado de carga de la batería (SOC):** es la cantidad residual de carga que puede restituir la batería en relación a la cantidad nominal que puede almacenar. El SOC se expresa en porcentaje y es del 100% cuando la batería está cargada al máximo.
- **Profundidad de descarga (PD ó DOD):** es el ratio de energía descargada en relación a la cantidad de energía posible de almacenar. El DOD se expresa en porcentaje y es el contrario al SOC. Por ejemplo, si una batería de 100Ah ha consumido 40Ah, su SOC es del 60% y su DOD, del 40%.
- **Régimen de carga o descarga:** relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga o descarga. Se expresa normalmente en horas y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cual se realiza la carga o descarga. Por lo tanto, si una batería de 100Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5A, el régimen de descarga es $C_{20} = 100\text{Ah}$ a $I_{20} = 5\text{A}$.

- **Ciclos:** un periodo de carga y descarga se denomina ciclo. Es un parámetro muy importante de las baterías que dependiendo de la profundidad de descarga pueden tener un mayor o menor número de ciclos de vida.

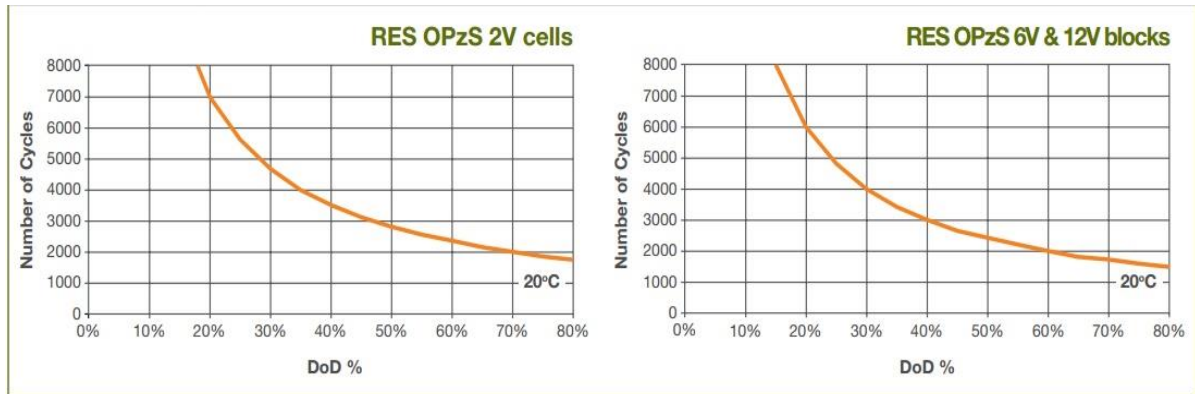


Ilustración 14: N° de ciclos frente a la profundidad de descarga de las baterías (DOD).
(Fuente: SUNLIGHT, www.systems-sunlight.com/) [9]

- **Autodescarga:** se corresponde con la descarga de la batería aunque no se utilice. Su valor se encuentra dentro del rango del 1% para baterías de Iones de litio y del 6% para baterías de Pb-Ac a una temperatura ambiente de 25°C a lo largo de un mes.

Los sistemas de acumulación de las instalaciones fotovoltaicas están formados por baterías conectadas en serie y/o paralelo, para satisfacer los requerimientos de tensión o de capacidad demandados. Mediante la asociación en serie de baterías se consigue aumentar el voltaje final siendo igual a la suma de las tensiones de cada una de las baterías individuales. Sin embargo, mediante la asociación en paralelo de baterías se consigue aumentar la capacidad de suministro del conjunto, es decir, su autonomía, manteniendo el voltaje de cada batería de forma individual y sumando las capacidades de cada una.

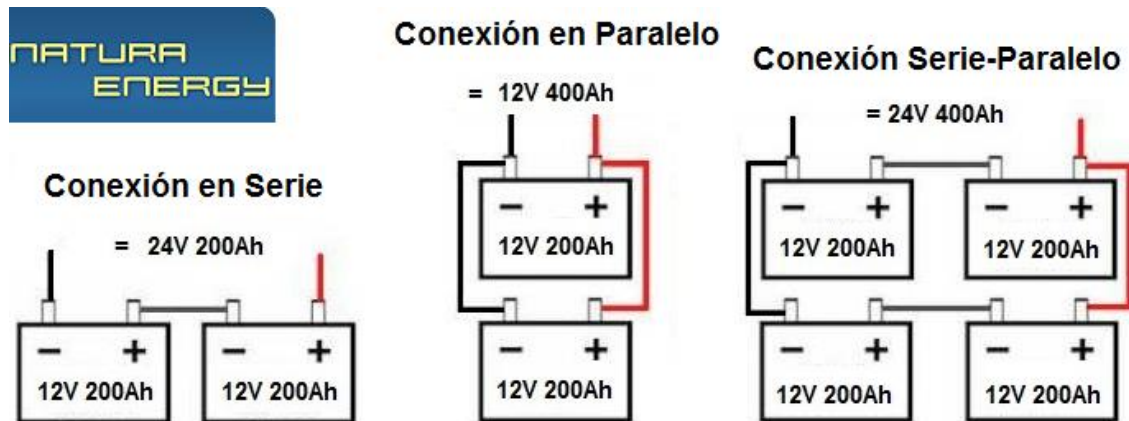


Ilustración 15: Posibilidades de conexión de las baterías.
(Fuente: NATURA ENERGY, www.naturaenergy.cl) [10]

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (Ah) no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La máxima profundidad de descarga no excederá el 80% de la capacidad nominal de la batería en instalaciones donde no sean frecuentes descargas profundas. En aquellas aplicaciones en las que estas descargas sean habituales, la profundidad de descarga máxima no superará el 60%.

Aunque siempre se sigan las recomendaciones del fabricante, durante la instalación del sistema de acumulación se deberá asegurar que:

- Las baterías se encuentren en lugares ventilados y de acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar cortocircuitos accidentales mediante cubiertas aislantes.

Las baterías de Pb-Ac están diseñadas para trabajar a una temperatura en torno a 25°C. Si la temperatura aumenta, se incrementa al igual la capacidad de la batería y por tanto, la degradación de sus celdas. Este tipo de degradación no es reversible y provoca un acortamiento de vida útil del sistema de acumulación.

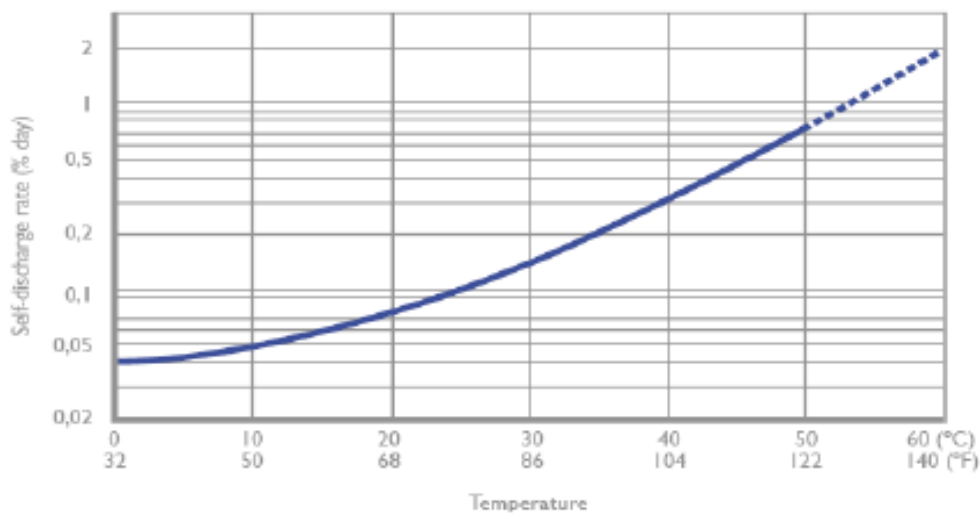


Ilustración 16: Relación entre la autodescarga de una batería y la temperatura ambiente.
(Fuente: *Curso Sistemas Eléctricos Sostenibles*, 2016) [8]

Si una batería de Pb-Ac se deja en un estado de descarga profunda durante un periodo prolongado de tiempo se producirá su sulfatación. Parte del ácido sulfúrico se combinará con el plomo procedente de las placas para formar sulfato de plomo.

Como parte del mantenimiento, las baterías deberán llenarse con agua periódicamente (salvo las baterías OPzV) ya que si no, parte de las placas quedarán expuestas al aire y el proceso de sulfatación se verá acelerado. Esto supone una pérdida irreversible de la capacidad en la batería que, incluso con la adicción de agua, no se podrá recuperar.

2.3.5. Inversor – Cargador

El inversor es un dispositivo electrónico de potencia encargado de convertir la corriente continua proveniente del sistema de acumulación o del generador fotovoltaico en corriente alterna para hacer posible el consumo eléctrico en la comunidad. Además, este dispositivo sincroniza la frecuencia de la corriente absorbida a la frecuencia requerida por todas las cargas eléctricas del sistema (50 Hz en este caso) garantizando así la calidad de la energía vertida a la comunidad aislada.

Estos dispositivos vienen caracterizados habitualmente por la tensión de entrada desde el sistema acumulador, la potencia máxima que puede aportar a la red y, en este caso, la corriente de carga de la batería, al tratarse de un dispositivo que actúa también de cargador de baterías.



Ilustración 17: Inversor – Cargador MultiPlus.

(Fuente: Victron Energy: <https://www.victronenergy.com.es/>) [7]

En general, los inversores en este tipo de instalaciones deben cumplir una serie de requisitos como son los siguientes:

- Deben ofrecer una onda senoidal pura. Solo se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, si no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- Debe asegurar una calidad de onda dentro de los siguiente márgenes:
 - **Tensión nominal:** $V_{NOM} \pm 5\%$ siendo $V_{NOM} = 220$ o 230 VRMS.
 - **Frecuencia:** $50 \text{ Hz} \pm 2\%$.
- Deben estar protegidos frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida. Por el contrario, las pérdidas por el autoconsumo con carga conectada serán inferiores al 5% del consumo diario de energía. De todos modos, se recomienda que el inversor lleve incorporado un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas en vacío.
- Debe ofrecer una eficiencia lo más alta posible para minimizar las pérdidas. El rendimiento de este dispositivo debe oscilar entre el 90 y 97%.

- Deben poder ofrecer una potencia instantánea mayor al 150% de su potencia máxima o potencia nominal, con el objetivo de hacer frente a picos producidos en el arranque de los motores que poseen ciertas cargas.

De acuerdo con las protecciones que el inversor debe incorporar en sus funciones en relación a la corriente se ha realizado la siguiente lista con todas ellas:

- Protección contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Protección contra un calentamiento excesivo del dispositivo, permitiendo desconectarse si la temperatura sobrepasa un cierto valor umbral hasta que no se restablezca una temperatura adecuada para el correcto funcionamiento.
- Protección de posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección frente a la inversión en la polaridad de la fuente que alimenta al inversor, en este caso, el sistema de acumulación formado por las baterías.

Aparte de lo descrito anteriormente, el dispositivo empleado en esta instalación lleva incorporado la función de cargador de baterías mediante una fuente externa, como es un grupo electrógeno de gasolina. Esto significa que el inversor está dotando igualmente de una especie de regulador de carga de baterías que, mediante la instalación del software requerido y la comunicación instantánea con el regulador de carga empleado, realizará un control de la carga fiable en todo momento.

Por lo tanto, cuando el nivel de capacidad del sistema de acumulación no sea suficiente para abastecer la demanda requerida o se encuentre cercano a límite admisible, el inversor hará que el grupo electrógeno de apoyo se encienda propiciando energía para realizar la carga de las baterías y para abastecer las cargas de la comunidad.

2.3.6. Grupo electrógeno de gasolina.

Este proyecto consta de dos partes generadoras: la parte fotovoltaica y la parte generadora de apoyo. Cualquier instalación que combine dos o más fuentes de energía se denomina instalación híbrida; en este caso, instalación fotovoltaica híbrida, dado que la fuente principal es la solar.

Existen diversas formas de apoyo en un sistema fotovoltaico aislado de red pero las principales son la eólica y mediante un grupo electrógeno, ya sea de diesel o gasolina. Para la presente instalación se va a utilizar dos grupos electrógenos de gasolina de 5000KVA y 1000KVA que, dependiendo de las necesidades en el momento de consumo y de la criticidad de la capacidad de la batería, se utilizará uno u otro, y cuyas características principales están adjuntas en el apartado *Anexos*.

2.3.7. Monitorización

Este apartado no es esencial ni necesario en un sistema fotovoltaico, pero dada la presente informatización de los procesos de generación, es un elemento muy útil que nos mantendrá informados de lo que ocurre en nuestro sistema aunque nos encontremos fuera de casa. Además, hará que todos los dispositivos electrónicos de la instalación puedan mostrar la situación del sistema en todo momento a través de una pantalla LED instalada junto a ellos.

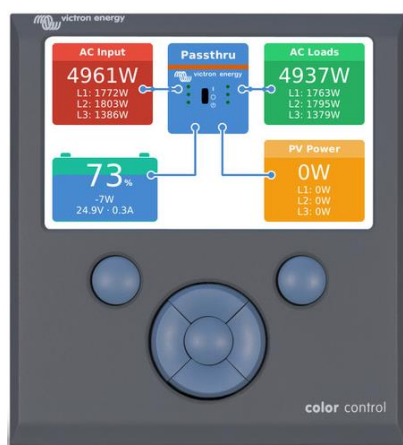


Ilustración 18: Monitor Color Control GX.

(Fuente: Victron Energy: <https://www.victronenergy.com.es/>) [7]

A parte de este dispositivo, se empleará otro monitor más pequeño llamado BMV-702, donde se muestre la carga de las baterías mediante la tensión que poseen éstas. Además, utilizando un sensor, se podrá saber la temperatura a la que se encuentran.



Ilustración 19: Monitor de baterías MBV-702
(Fuente: Victron Energy: <https://www.victronenergy.com/es/>) [7]

2.3.8. Cableado

Como toda instalación situada a la intemperie, el cableado debe estar preparado para sufrir situaciones meteorológicas adversas que condiciona la calidad del material empleado.

Este tipo de instalaciones son consideradas muy exigentes a la hora de elegir el cableado. Por ello se recomienda usar cables del tipo PV ZZ-F, diseñados especialmente para aplicaciones fotovoltaicas. Estos cables son unipolares con doble aislamiento capaces de transportar hasta 1.800V en corriente continua de forma eficiente y duradera.



Ilustración 20: Cable PV ZZ-F de la marca TOPSOLAR.
(Fuente: TOP CABLE. <http://www.topcable.com/es/>) [11]

Este tipo de cable reticulado ofrece una gran resistencia térmica y climática. Además, presentan un extraordinario comportamiento y resistencia ante el fuego. Para conseguir dichas propiedades, poseen una cubierta de alta calidad, con gran resistencia mecánica y resistencia a la corrosión, utilizando también materiales flexible resistentes a la abrasión. En la siguiente imagen se enumeran varias de sus propiedades:



Ilustración 21: Propiedades del cable PV ZZ-F de la marca TOPSOLAR.

(Fuente: TOP CABLE. <http://www.topcable.com/es/>) [11]

Los ramales de corriente continua estarán compuestos por dos cables activos (positivo y negativo) más el conductor de protección. Estos ramales tendrán un porcentaje de caída de tensión de 1,5% según recomienda el Pliego del IDAE con sus respectivas protecciones frente a cortocircuitos y sobretensiones.

Los ramales de corriente alterna estarán compuestos por dos conductores, uno de fase y neutro, además de un conductor de protección. La instalación será monofásica y poseerá también los elementos de protección que se requieran.

Todos los cables irán introducidos en un conjunto de tubos rígidos de PVC para su protección aparte de su doble capa de aislante también de PVC con una tensión nominal de aislamiento de 0,6/1 kV. Dichos tubos se instalarán sobre las paredes y techos de la parcela.

Dependiendo del país de fabricación de los componentes, la medida de los calibres para los cables viene dada en un sistema o en otro. A continuación, se ofrece una tabla donde aparecen diferentes medidas métricas en mm² y AWG:

AWG	mm ²	AWG	mm ²
30	0.05	2	35
28	0.08	1	50
26	0.14	1/0	50
24	0.25	2/0	70
22	0.34	3/0	95
20	0.50	4/0	120
19	0.75	250	150
18	1.0	300	150
16	1.5	350	185
14	2.5	400	185
12	4	450	240
10	6	500	240
8	10	600	300
6	16	750	400
4	25		

Ilustración 22: Equivalencias entre medidas en AWG y mm².

Es primordial que el dimensionado del cableado cumpla con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión del país (REBT 2002) tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna.

Para la protección completa de la instalación, será necesario instalar un cable adicional a los cables activos, siendo este el cable de protección. Este conductor servirá para unir eléctricamente todas las masas metálicas de la instalación con la toma de tierra, teniendo como objetivo evitar diferencias de potencial peligrosas pudiendo descargar a tierra las corrientes generadas por fallos de aislamiento o bien, debidas a descargas de origen atmosférico. Este cable será de la misma naturaleza que los activos e irá introducido en el mismo tubo rígido de PVC que los proteja.

2.3.9. Protecciones

2.3.9.1. Protección ante contacto directo:

La protección frente a contactos directos viene garantizada por unos índices de protección adecuados de los equipos y por la correcta instalación y montaje de los mismos. Para ello es necesario prevenir cualquier contacto directo mediante el aislamiento de las partes activas y un difícil acceso a personas ajenas a la instalación.

2.3.9.2. Protección ante contacto indirecto:

Este tipo de protección consistirá en la puesta a tierra de los elementos metálicos que componen la instalación que no deben estar en tensión pero que podrían estarlo en caso de avería.

2.3.9.3. Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para hacer frente al corte de cortocircuitos y sobretensiones es necesario utilizar dispositivos que interrumpan la corriente por los conductores cuando ésta sobrepase un cierto límite establecido. Este dispositivo podrá ser un interruptor automático con curva térmica de corte o un fusible calibrado de características de corte similares a las del interruptor.

Entre los elementos de protección más habituales en este tipo de instalaciones encontramos los siguientes:

- Fusibles: Son los dispositivos más económicos a utilizar. Los más habituales y recomendados son del tipo gG con un poder de corte mínimo de 10A y 600V. Su instalación consiste en colocar un fusible por ramal, uno para el polo positivo y otro para el negativo, a fin de proteger el circuito de los efectos de las sobretensiones y los cortocircuitos. Si se requiere, solo se utilizan en la parte de corriente continua de la instalación.
- Interruptor de corriente continua: Este elemento sirve para independizar la parte generadora fotovoltaica del resto de la instalación y así proceder a la funciones de mantenimiento o desconexión de los módulos. Estos interruptores deben trabajar ajustados al rango de tensión y corriente nominal de la instalación para el correcto funcionamiento.
- Interruptor magnetotérmico: Se trata de un dispositivo capaz de interrumpir la corriente de un circuito cuando se sobrepasa de ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos principales producidos en la circulación de corriente eléctrica: el magnético, para los cortocircuitos, y el térmico, para las sobrecargas.

Capítulo 3

3. MEMORIA TÉCNICA

3.1. Diseño

Un sistema fotovoltaico se dimensiona en función del consumo energético de la vivienda y de las condiciones de insolación del emplazamiento, teniendo en cuenta, en este caso, además el consumo de agua en el sistema de riego.

El consumo energético se establece en función de la potencia de cada uno de los aparatos eléctricos que se vayan a utilizar y de las horas medias de funcionamiento en un día. El valor obtenido se expresa en vatios-hora/día [Wh/día].

Los datos de insolación se extraen de unas tablas empíricas que muestran los valores de energía solar que incide por m^2 de superficie horizontal en un día medio de cada mes, en cada lugar geográfico. Es necesario también conocer la utilización de la instalación: si es durante la semana o solo en fin de semana, y si es de utilización preferente en invierno o en verano, o durante todo el año.

3.2. Cubierta utilizada

Como la instalación solar fotovoltaica que vamos a diseñar se encuentra en el hemisferio norte, la orientación idónea de los módulos fotovoltaicos es hacia el sur, dado que la trayectoria del sol es simétrica respecto a la posición que ocupa al mediodía. Es en ese momento del mediodía cuando la captación de energía solar es máxima.

Las vertientes de la cubierta más adecuadas para maximizar la captación de energía son aquellas cuya orientación se encuentra más próxima al sur.

En el presente proyecto, la orientación del tejado es de 30° SW con una inclinación de unos 10°, aproximadamente y la superficie total de la que se dispone es de 35m². A continuación se adjunta una imagen de la cubierta realizada desde una orientación hacia el sur:



Ilustración 23: Cubierta elegida para instalar el generador fotovoltaico.

3.3. Elección de la bomba eléctrica de agua para el sistema de riego

Una parte importante de la instalación y consumo es la bomba eléctrica de agua que se utilizará en el sistema de riego del emplazamiento. Actualmente, la bomba que se utiliza es de gasolina y por tanto, es necesario realizar un dimensionamiento de una nueva bomba que sea eléctrica ya que se quiere evitar en la medida de lo posible el consumo de combustibles fósiles, aprovechando el nuevo sistema fotovoltaico a instalar.

El emplazamiento cuenta con un pozo de piedra situado a unos 60 metros de la vivienda, y por consiguiente, de la instalación fotovoltaica. En la siguiente tabla se especifican las dimensiones y niveles de agua del pozo:

Pozo al máximo	
Ancho (m)	2
Largo (m)	6
Profundidad (m)	5
Capacidad (m ³)	60
Capacidad (l)	60000

Tabla 2: Capacidad máxima del pozo.

Pozo al mínimo	
Ancho (m)	2
Largo (m)	6
Profundidad (m)	2
Capacidad (m ³)	24
Capacidad (l)	24000

Tabla 3: Capacidad mínima del pozo.

Lo siguiente en el dimensionado es realizar seguimiento de la cantidad de agua que se utiliza en el riego en los distintos meses del año y durante cuantas horas al día va a estar en funcionamiento la bomba.

Para ello se ha hecho un estudio por separado. Por un lado, se encuentra el estudio de la huerta y por otro lado, el estudio de los árboles que se riegan con el agua del pozo actualmente. La cantidad de litros empleados y la duración de cada riego se detalla en las dos siguientes tablas, donde se puede comprobar que la huerta tiene un consumo de agua anual mientras que los árboles, únicamente en los meses de Mayo a Septiembre:

HUERTA				
Mes	Días/Semana	Litros	Horas/Día	Q (litros/h)
Enero	1	2460	1	2460
Febrero	1	2460	1	2460
Marzo	2	2460	1	2460
Abril	2	2460	1	2460
Mayo	3	4919	1	3279
Junio	3	4919	1	3279
Julio	3	4919	1	3279
Agosto	3	4919	1	3279
Septiembre	3	4919	1	3279
Octubre	2	2460	1	2460
Noviembre	2	2460	1	2460
Diciembre	1	2460	1	2460

Tabla 4: Datos del riego de la huerta.

ÁRBOLES (*)						
Mes	Días/Semana	Litros/árbol	Cantidad	Litros totales	Horas/Día	Q (litros/h)
Enero	-	-	-	-	-	-
Febrero	-	-	-	-	-	-
Marzo	-	-	-	-	-	-
Abril	-	-	-	-	-	-
Mayo	1	50	62	3100	1	3100
Junio	1	50	62	3100	1	3100
Julio	2	50	62	3100	1	3100
Agosto	2	50	70	3500	1	3500
Septiembre	1	50	70	3500	1	3500
Octubre	-	-	-	-	-	-
Noviembre	-	-	-	-	-	-
Diciembre	-	-	-	-	-	-

**En los meses de agosto y septiembre se procede además al riego de varias parras.*

Tabla 5: Datos del riego de los árboles.

Dado que no hay experiencia con el riego por goteo en el emplazamiento, ya que el riego habitual ha sido por surco o canal, la estimación que se ha hecho ha sido emplear la mitad de la cantidad de agua que se utilizaba anteriormente en el nuevo sistema de riego. En el riego por surco (que era el riego habitual) se gastaba la capacidad de una alberca por cada riego cuyas dimensiones son:

ALBERCA	
Ancho (m)	3,47
Largo (m)	4,43
Profundidad (m)	0,64
Capacidad (m ³)	9,838
Capacidad (l)	9838

Tabla 6: Capacidad de la alberca del emplazamiento.

3.3.1. Cálculo de pérdidas en las tuberías

En la mayoría de las superficies que disponen de riego por goteo alimentado por un sistema fotovoltaico, se utiliza un depósito que almacena el agua extraída de un pozo, manantial e incluso de la propia red del agua.

En las horas en las que el sol está en su punto más alto, es decir, en las que más irradiación perciben los módulos FV, el controlador de la bomba hace que ésta empiece a funcionar llevando el agua al depósito para que, en horas de poco sol (al amanecer o al atardecer), se utilice el agua almacenada para regar por gravedad.

El riego se ejecuta a esas horas ya que la evaporación del agua es casi nula comparada con la evaporación que se produciría en el riego al mediodía.

Los elementos utilizados en este tipo de riego son:

- **Módulos fotovoltaicos.**
- **Un controlador** que active la bomba dependiendo de la irradiación que perciban los módulos. El controlador suele tener un medidor de frecuencia que hace que, por encima de un cierto valor se active la bomba y por debajo, se desactive. Esta frecuencia es directamente proporcional a la irradiación que perciben los módulos.

En el presente proyecto, no se dispone de un depósito lo suficientemente grande para abastecer el riego de toda la huerta, ni suficiente altura para que se puedan regar los árboles por gravedad, ya que la gran distancia que les separa del pozo haría insuficiente la caída del agua.

Otra alternativa es poner una bomba de presión a la salida del depósito que impulse el agua o utilizar la alberca como depósito y poner la bomba de presión a la salida de ésta. El inconveniente es que habría que utilizar dos bombas de agua: una para extraer el agua del pozo y otra para impulsarlo desde el depósito que se utilice. Esto elevaría aún más el coste de la instalación por lo que se descarta como posible opción.

Por este motivo, se ha decidido emplear una bomba de agua que ejecute el riego directo, es decir, a la misma vez que se extrae el agua del pozo se riega la huerta y los árboles.

La bomba elegida está alimentada en corriente alterna. Esto se debe al alto precio que tienen las bombas de agua de corriente continua con las características necesarias, siendo casi el doble a las de corriente alterna.

Dado que en la instalación se va a disponer de un inversor que transforme la energía de CC a CA no hay problema de utilizar una bomba de CA, incluso en horas donde la energía del Sol no sea suficiente para alimentar dicha bomba gracias al almacenamiento en baterías del que dispone la instalación.

Finalmente, el último estudio que hemos realizado para elegir correctamente la bomba de agua ha sido el cálculo de las pérdidas de carga en la extracción del agua del pozo (pérdida por aspiración) y las pérdidas de carga en el transporte hasta la huerta y hasta los árboles (pérdidas por impulsión). En nuestro caso, toda la pérdida será por impulsión ya que la bomba estará sumergida en el agua.

El cálculo de pérdida de carga se ha realizado para las tuberías que abastecen de agua a los árboles dado que el consumo de agua y la distancia al pozo son mayores que los de la huerta y por tanto, nos situamos en el caso más crítico posible.

Para realizar este cálculo nos hemos basado en una tabla donde se indica la pérdida de carga por rozamiento en tuberías de PE en metros de columna de agua por cada 100 metros de tubería recta. Se ha elegido este tipo de tubería ya que su rozamiento es muy bajo y son recomendables para tuberías de diámetros iguales o inferiores a 50 mm.

El cálculo realizado será lo más exacto posible dado que existen factores que no podemos controlar, como por ejemplo: la suciedad que se vaya acumulando en las paredes de las tuberías, o la influencia de los injertos de las tuberías ramales en la tubería principal.

Además, solo se han tenido en cuenta las tuberías por las que pasa un caudal superior a los 500 l/h y en tuberías entre los 32 mm y 50 mm de diámetro interior, ya que para el resto de tuberías el caudal es mucho menor y por tanto, las pérdidas que se producen en ellas también lo son.

En la siguiente página se muestra la tabla la cual nos indica la información técnica necesaria para este tipo de cálculos en las tuberías de PE, para distintos diámetros interiores de tuberías y caudales:

INFORMACIÓN TÉCNICA

Tabla de pérdidas de carga (Tuberías de PVC / Polietileno)

Por rozamiento del agua en las tuberías, expresada en metros por cada 100 m de tubería recta.

Advertimos que para el cálculo de pérdidas de carga, debe tenerse en cuenta que, cada curva de 90° equivale a 5 m de recorrido de tubería, cada válvula de compuerta a 5 m y cada válvula de pie a 15 m.

Q(l/h)	Diámetro interior de la tubería en mm.											
	14	19	25	32	38	50	63	75	89	100	125	150
Metros de columna de agua por 100 m de recorrido recto												
500	8,9	2,1	0,6									
800	20,2	4,7	1,3	0,4								
1000	29,8	7	1,9	0,6								
1500		14,2	3,9	1,2	0,5							
2000		23,5	6,4	2	0,9							
2500			9,4	2,9	1,3	0,4						
3000			13	4	1,8	0,5	0,2					
3500			17	5,3	2,3	0,8	0,2					
4000			21,5	6,6	2,9	0,8	0,3	0,1				
4500				8,2	3,6	1	0,3	0,1				
5000				9,8	4,3	1,2	0,4	0,2				
5500				11,6	5,1	1,4	0,5	0,2				
6000				13,5	6	1,6	0,5	0,2				
6500				15,5	6,9	1,9	0,6	0,3				
7000				17,7	7,8	2,1	0,7	0,3				
8000				22,4	9,9	2,7	0,9	0,4	0,2			
9000					12,1	3,3	1,1	0,5	0,2			
10000					14,6	4	1,3	0,6	0,3	0,1		
12000					20,1	5,5	1,8	0,8	0,4	0,2		
15000					29,7	8,1	2,7	1,2	0,5	0,3		
18000						11,1	3,7	1,6	0,7	0,4	0,1	
20000						13,3	4,5	1,9	0,9	0,5	0,2	
25000						19,7	6,6	2,9	1,3	0,7	0,3	
30000							9	4	1,8	1	0,3	0,1
35000							11,8	5,2	2,3	1,3	0,5	0,2
40000							15	6,5	2,9	1,7	0,6	0,2
45000							18,4	8	3,6	2	0,7	0,3
50000								9,7	4,3	2,5	0,9	0,4
60000								13,3	5,9	3,4	1,2	0,5
70000									7,7	4,4	1,5	0,6
80000									10,4	5,6	1,9	0,8
90000									12,9	7,3	2,4	1
100000										8,9	2,9	1,2
125000											4,5	1,8
150000											6,3	2,6
175000											8,4	3,5
200000											10,7	4,4
250000												6,7
300000												9,3

Para otras tuberías recomendamos multiplicar los valores obtenidos en la tabla por los siguientes coeficientes:
Tuberías de fibrocemento: 1,2
Tuberías de hierro galvanizado: 1,5

Tabla 7: Tabla de pérdida de cargas en tuberías de PVC y PE.

(Fuente: <http://www.gruposdepresion.info/documents/>) [12]

Como ya hemos comentado con anterioridad, el caudal necesario para regar los árboles es 3500 l/h y por tanto, será éste el empleado a la hora de realizar dicho cálculo.

Los goteros que se van a utilizar son autocompensantes, es decir, goteros cuyo caudal es más o menos fijo dentro de unos límites de presión (1,0 a 3,5 bar).

Con toda esta información recogida, procedemos finalmente a calcular las pérdidas.

En primer lugar, se va a realizar el cálculo de las pérdidas por impulsión desde la salida de la bomba hasta las tres llaves que nos permitirán separar el riego en: árboles, huerta y grifo. Para ello se va a utilizar una tubería de PE de 50 mm de diámetro con una longitud total de 6 metros, un codo de 90° y tres llaves que equivalen a tres válvulas de compuerta. Por tanto:

- Caudal: 3500 litros/h
- Equivalente a codo de 90°: 5 metros/100 metros de tubería.
- Equivalente a una válvula de compuerta: 5 metros/100 metros de tubería.
- Longitud de tubería: 6 metros.
- Factor de pérdidas en tubería de Ø50 mm: 0,6 metros/100 metros de tubería.

$$\Delta P_{Impulsión} = \Delta P_{Codo\ 90^\circ} + \Delta P_{Válvulas} + \Delta P_{Tubería}$$

$$\Delta P_{Impulsión} = 5\ m \cdot \frac{0,6\ mca}{100\ m} + 3\ válvulas \cdot 5\ m \cdot \frac{0,6\ mca}{100\ m} + 6\ m \cdot \frac{0,6\ mca}{100\ m}$$

$$\Delta P_{Impulsión} = 26\ m \cdot \frac{0,6\ mca}{100\ m} = 0,156\ mca$$

En segundo lugar, las pérdidas halladas serán las de la tubería principal de la cual, mediante válvulas en forma de T, saldrán tres ramales pegados a los árboles de unos 50 metros cada uno, cuyas pérdidas se detallan en la siguiente página.

Tubería principal:

- Caudal: 3500 litros/h
- Longitud de tubería: 65 metros.
- Factor de pérdidas en tubería de Ø38 mm: 2,3 metros/100 metros de tubería.

$$\Delta P_{T. principal} = 65 \text{ m} \cdot \frac{2,3 \text{ mca}}{100 \text{ m}} = 1,495 \text{ mca}$$

Ramales:

- Cantidad: 3
- Caudal por ramal : 1000 litros/h
- Longitud de cada ramal: 50 metros.
- Factor de pérdidas en tubería de Ø32 mm: 0,6 metros/100 metros de tubería.

$$\Delta P_{Ramales} = 3 \cdot 50 \text{ m} \cdot \frac{0,6 \text{ mca}}{100 \text{ m}} = 0,900 \text{ mca}$$

En tercer y último lugar, se procederá a calcular las pérdidas que los goteros autocompensantes van a causar y al total de pérdidas. Estos goteros producen, como máximo, unas pérdidas de carga alrededor del 70% de la pérdida de carga total de las tuberías.

$$\Delta P_{Goterros} = 0,7 \cdot (\Delta P_{Impulsión} + \Delta P_{T. principal} + \Delta P_{Ramales})$$

$$\Delta P_{Goterros} = 0,7 \cdot (0,156 + 1,495 + 0,900) \text{ mca} = 1,786 \text{ mca}$$

Por tanto, las pérdidas totales del sistema de riego directo son:

$$\Delta P_{Totales} = \Delta P_{Impulsión} + \Delta P_{T. principal} + \Delta P_{Ramales} + \Delta P_{Goterros}$$

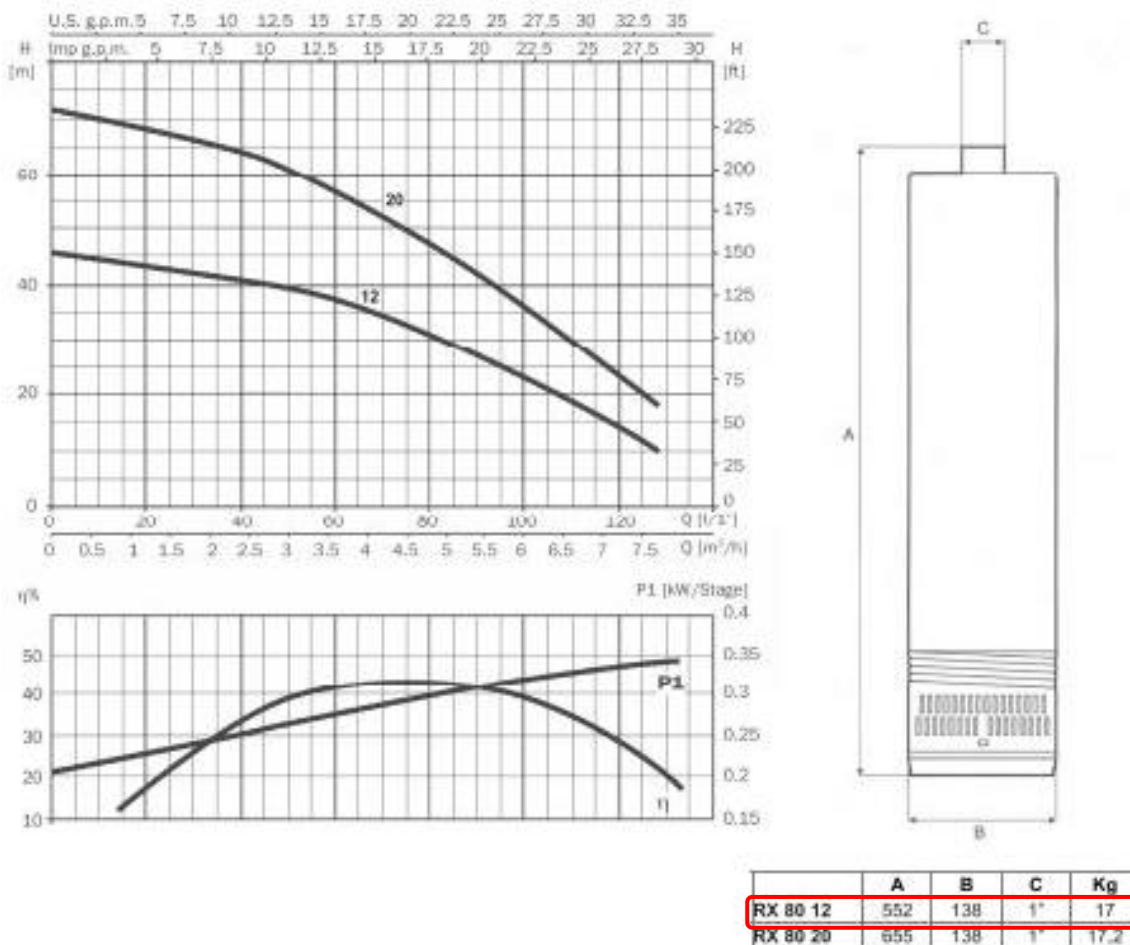
$$\Delta P_{Totales} = 0,156 + 1,495 + 0,900 + 1,786 = 4,337 \text{ mca} = 0,434 \text{ bar}$$

Con estos valores calculados y utilizando el catálogo de Bombas Caprari, S.A. para la elección de una bomba de CA, seleccionamos la bomba RX 80-12/M cuya ficha técnica se adjunta a continuación:

BOMBAS CAPRARI, S.A.

RX 80 - 12/20

Bombas sumergidas multicelulares para pozos abiertos de Ø min. 140 mm



230 V 50 Hz	230/400 V 50 Hz	A			P1 (kW)		kW	CV	μF	l/min m³/h	20	30	40	50	60	80	100	125	
		1 ~	3 ~		1 ~	3 ~													
			230 V	230 V															400 V
RX 80 12 M	RX 80 12 T	7,0	4,3	2,5	1,50	1,40	0,90	1,25	16	44	43	41	39	38	31	24	12		
RX 80 20 M	RX 80 20 T	10,8	6,6	3,8	2,20	2,10	1,50	2,00	25	68	66	64	61	57	47	36			

Ilustración 24: Bomba RX 80 – 12M. Página 26 de Sector doméstico 05/16.
(Fuente: Bombas Caprari. <http://www.caprari.es/>) [13]

Como se puede observar, no existe problema en que la bomba sea sumergible ya que el nivel de agua mínimo del pozo es de 2 metros y la altura de la bomba es de 0,552 metros. Otro punto a favor, es que el rango de presión en el que nos moveremos será más o menos constante dado que nunca se extraerá un caudal de más de 3500 l/h.

La potencia de esta bomba según indica la segunda hoja, a 230V y 50Hz, será de 1500W. Nuestra zona de trabajo tendrá un rendimiento como máximo del 41%, siendo éste el 95% del máximo alcanzable por la bomba (43%). Por lo tanto, esta bomba es una buena elección para nuestro sistema de riego.

Un dato importante a tener en cuenta en este estudio es comprobar que las tuberías elegidas soporten la presión máxima de la bomba. Como en nuestro caso la presión máxima de la bomba es de 4,4 bares y las tuberías elegidas tendrán un límite máximo de presión de 4 bares dado que son las tuberías de PE más típicas y económicas del mercado, será necesario un regulador de presión y un regulador de caudal para tener controlado en todo momento nuestro sistema de riego.

Aparte, ya hemos definido con anterioridad el límite de presión de los goteros autocompensantes siendo éste de 3,5 bares. Por tanto, el regulador de presión será necesario además para que no salgan éstos disparados, dado que la pérdida de carga en todo el sistema será próxima a los 0,5 bares.

3.4. Dimensionado del sistema fotovoltaico aislado.

El sistema fotovoltaico se dimensiona en función del consumo energético de la vivienda, del consumo de agua en el sistema de riego y de las condiciones de insolación del emplazamiento.

El consumo energético se establece en función de la potencia de cada uno de los aparatos eléctricos que se vayan a utilizar y de las horas medias de funcionamiento en un día. El valor obtenido se expresa en vatios hora/día [Wh/día].

Los datos de insolación se extraen de unas tablas empíricas que muestran los valores de energía solar que incide por m^2 de superficie horizontal en un día medio de cada mes, en cada lugar geográfico. Es necesario también conocer la utilización de la instalación: si es durante la semana o solo en fin de semana, y si es de utilización preferente en invierno o en verano, o durante todo el año.

Para realizar el dimensionado del sistema fotovoltaico se han seguido varios pasos, que se enumeran a continuación y que se detallarán más adelante:

1. Estimación del consumo medio de energía diario de cada mes.
2. Análisis de la orientación e inclinación adecuada de nuestros módulos.
3. Estimación del valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano de los generadores $G_{dm}(\alpha, \beta)$.
4. Cálculo de la potencia mínima del conjunto de módulos fotovoltaicos para cubrir las necesidades demandadas, y con ello, el regulador de carga de los acumuladores.
5. Dimensionado del inversor/cargador necesario para nuestro sistema.
6. Cálculo del tamaño de los acumuladores.

Una vez realizada la enumeración, se procede a detallar con mayor profundidad cada paso:

3.4.1. Estimación del consumo medio de energía diario de cada mes.

En el consumo de energía se incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido para la demanda prevista en distintas aplicaciones.

Partiendo del dimensionado y elección de la bomba de agua, cuya potencia es de 1,5 kW, y mediante las horas de utilización de ésta en cada mes sabremos su consumo diario, como se indica en la siguiente tabla:

Mes	Riego Huerta (horas/día)	Riego Árboles (horas/día)	Consumo Bomba (Wh/día)
Enero	1	0	1500
Febrero	1	0	1500
Marzo	1	0	1500
Abril	1	0	1500
Mayo	1	1	3000
Junio	1	1	3000
Julio	1	1	3000
Agosto	1	1	3000
Septiembre	1	1	3000
Octubre	1	0	1500
Noviembre	1	0	1500
Diciembre	1	0	1500

Tabla 8: Consumo mensual de la bomba de agua.

Una vez obtenido el consumo de la bomba, procedemos a explicar cómo se ha realizado la estimación del consumo de la vivienda.

Para ello, es necesario identificar todas las posibles cargas eléctricas del sistema y las situaciones más críticas para que en ningún momento nuestra instalación sea insuficiente al abastecerlas.

Dependiendo del uso que se dé a la vivienda, se seguirá un modo de diseño u otro. En este caso, la vivienda se usa durante todo el año. En verano suele frecuentarse a partir de las ocho de la tarde entre semana, y durante todo el día los fines de semana. Sin embargo, en el resto de los meses del año, la parcela se visita únicamente los fines de semana salvo para el riego, que dependiendo de la cantidad sembrada, se visita entre una y dos veces.

Como resumen a lo anteriormente descrito, podemos deducir que el uso de la parcela será principalmente nocturno y a diario en los meses de verano, y diurno y de fin de semana en el resto de meses.

Las cargas eléctricas presentes y habituales en la vivienda con sus respectivas potencias y localización son:

Cargas	Lugar	Cantidad	Potencia/unidad [W]
Iluminación	Dormitorio Izquierda	1	10,0
Iluminación	Dormitorio Derecha	1	10,0
Iluminación	Sala de herramientas	1	10,0
Iluminación	Baño	1	10,0
Iluminación	Comedor	7	5,0
Iluminación	Entrada del camino	2	10,0
Iluminación	Detrás de la casa	1	15,0
Iluminación	Al lado de la casa	1	25,0
Iluminación	Delante de la casa	1	15,0
Iluminación	Patio	1	35,0
Iluminación	Era	2	50,0
Iluminación	Habitación Baterías	1	5,0
Iluminación	Paseo al pozo	4	15,0
Frigorífico	Comedor	1	90,0
Televisión	Comedor	1	45,0
Radiador	Comedor	1	2000,0
Ventilador	Comedor	1	50,0
Microondas	Comedor	1	1100,0
Ordenador	Comedor	1	70,0
Equipo de música	Era	1	60,0

Tabla 9: Localización de las cargas eléctricas de la vivienda y sus respectivas potencias.

Una vez localizadas las posibles cargas eléctricas del sistema, se ha realizado la siguiente tabla en la que se muestran los valores del consumo de la vivienda por un lado, y del consumo de la parcela en su conjunto por otro lado, (incluyendo el consumo de la bomba eléctrica de agua). Con todos estos datos recogidos se podrá realizar el dimensionado correctamente.

Mes	Consumo Vivienda [Wh/h]	Consumo del conjunto [Wh/día]
Enero	9998,5	11498,5
Febrero	7948,5	9448,5
Marzo	5853,5	7353,5
Abril	4073,5	5573,5
Mayo	4243,5	7243,5
Junio	4833,5	7833,5
Julio	4933,5	7933,5
Agosto	4933,5	7933,5
Septiembre	4798,5	7798,5
Octubre	4073,5	5573,5
Noviembre	7948,5	9448,5
Diciembre	9998,5	11498,5
Media	6136,4	8261,4

Tabla 10: Consumo eléctrico mensual y anual del emplazamiento.

3.4.2. Análisis de la orientación e inclinación adecuada de nuestros módulos.

La orientación ideal de cualquier instalación fotovoltaica situada en países del hemisferio norte es hacia el sur, y al contrario en el hemisferio sur. En los dos casos, el azimut sería de 0°.

La inclinación ideal de los módulos depende de la época del año en la que nos encontremos y del mes elegido como “mes peor” para realizar el dimensionado de la instalación.

En la parcela hay dos construcciones candidatas a colocar los módulos FV en sus tejados. Para poder elegir qué superficie es la más adecuada para ello, es necesario conocer la orientación e inclinación de cada tejado.

- **Tejado del comedor:**

Este tejado a dos aguas tiene una inclinación de unos 25° y una orientación de 45° SE ($\alpha = -45^\circ$) en una de sus aguas. La superficie de esta agua del tejado orientado al SE es de $16,9 \text{ m}^2$.

- **Tejado de los dormitorios:**

Este tejado a un agua tiene una inclinación de unos 10° y una orientación de 30° SW ($\alpha = 30^\circ$). Su superficie es de $35,2 \text{ m}^2$, aproximadamente.

Con estos datos se puede decidir cuál será nuestra superficie para instalar los módulos, y esta es la del tejado de los dormitorios. El tejado elegido tiene una orientación más próxima al Sur por lo que tendremos menos pérdidas en ese tejado, ya que la orientación de los módulos sería la misma de las aguas del tejado.

Una de las propuestas iniciales para el presente proyecto es que la inclinación de los módulos varíe dependiendo de la época del año en la que estemos. Esta propuesta, aparte de atractiva, es una medida muy eficiente que haría que nuestros módulos captasen una cantidad de energía mucho mayor que si estuviesen fijos en una inclinación determinada.

Para llevar a cabo esta idea es necesario que la superficie del tejado sea la suficiente para colocar varias filas en él dado que, debido al peso del conjunto, será necesario colocar varias filas de módulos para que su maniobra sea más fácil.

Otro punto a tener en cuenta es el coste de colocar una estructura ajustable en vez de una estructura fija con mayor número de módulos para compensar las pérdidas debido a la inclinación.

Por último, es necesario indicar la gran facilidad que existe en subir al tejado por una de las zonas de la parcela. Esto nos ayuda a decantarnos por la estructura ajustable ya que maniobrar en el tejado no será un inconveniente.

En la siguiente tabla se muestra la inclinación óptima (β_{opt}) en España en función del período de diseño, según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (I.D.A.E., 2009) del Ministerio de Industria de España:

<i>Período de diseño</i>	β_{opt}
Diciembre	$\phi + 10$
Julio	$\phi - 20$
Anual	$\phi - 10$

ϕ = Latitud del lugar en grados

Ilustración 25: Inclinación óptima de los módulos según el periodo de diseño.

(Fuente: IDAE) [2]

NOTA: Si se toma la inclinación igual a la latitud del lugar, no se toma en cuenta la importancia de la radiación difusa en invierno. Por tanto, para mejorar el rendimiento en invierno, se recomienda tomar 10° más de inclinación a la latitud del lugar.

Con esta tabla, elegimos los meses de diciembre y julio con el propósito de marcar dos inclinaciones clave a la hora de captar la mayor parte de irradiación posible.

La latitud de la parcela es 39° 39' 34.78" N, es decir, 39,66° N. Esto nos indica que la inclinación óptima de los módulos en diciembre será de 49,66° y en julio, de 19,66°.

La estructura elegida lleva incorporada una pata telescópica que posibilita la variación de la inclinación en tres rangos diferentes: de 0° a 15°, de 15° a 30° y de 30° a 60°.

Teniendo todos estos datos en cuenta, el rango que mejor se adapta a nuestras necesidades es el de 15° a 30°. Por lo tanto, los diferentes ángulos de inclinación (β_{elegido}) de nuestra estructura serán de 40° en diciembre y de 25° en julio.

3.4.3. Estimación del valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano de los generadores $G_{DM}(\alpha, \beta)$.

Una vez hallados los dos ángulos que se van a utilizar en la inclinación de la estructura de los módulos durante la mitad del año cada uno, se procede a estimar el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano de los paneles fotovoltaicos.

En la siguiente tabla se muestra la inclinación de los módulos empleada y la irradiación que tendremos con esa inclinación, en comparación con la inclinación óptima de cada mes proporcionada por PVGIS [14] y la irradiación obtenida para esa inclinación, con un azimut de 30° .

$\beta_{\text{óptimo IDAE}}$ ($^\circ$)	$\beta_{\text{óptimo PVGIS}}$ ($^\circ$)	β_{elegido} ($^\circ$)	$G_{DM}(\alpha, \beta_{\text{ópt IDAE}})$ [Wh/m ² /día]	$G_{DM}(\alpha, \beta_{\text{ópt PVGIS}})$ [Wh/m ² /día]	$G_{DM}(\alpha, \beta_{\text{elegido}})$ [Wh/m ² /día]	Pérdidas G_{DM} IDAE (%)	Pérdidas G_{DM} PVGIS (%)
49,66	63	40	4160	4260	3960	4,808	7,042
49,66	56	40	5110	5140	4970	2,740	3,307
49,66	43	40	5820	5860	5860	-0,687	0,000
19,66	27	25	5910	5940	5940	-0,508	0,000
19,66	15	25	6670	6700	6600	1,049	1,493
19,66	6	25	7470	7620	7330	1,874	3,806
19,66	10	25	7970	8070	7840	1,631	2,850
19,66	22	25	7380	7380	7380	0,000	0,000
49,66	38	40	6190	6310	6310	-1,939	0,000
49,66	51	40	5480	5480	5390	1,642	1,642
49,66	61	40	4510	4580	4310	4,435	5,895
49,66	66	40	4070	4210	3840	5,651	8,789

Tabla 11: Datos de irradiación para cada ángulo de inclinación de paneles FV estudiado.

Una vez detallada la información de la tabla anterior en forma de ayuda, para verificar que las pérdidas de irradiación con la inclinación elegida son muy pequeñas, vamos a proceder a calcular el Factor K, el Factor de Irradiación (FI) y el Factor de Sombreado (FS) para hallar de forma definitiva el valor medio de irradiación que incide sobre el plano de los módulos.

Para realizar dicho cálculo se va a utilizar la siguiente expresión:

$$G_{DM}(\alpha, \beta) = G_{DM}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

Donde:

- $G_{DM}(\alpha, \beta)$ es el valor medio de irradiación que incide sobre el plano de los módulos.
- $G_{DM}(0)$ es el valor medio de irradiación sobre la horizontal (obtenido de PVGIS).

En nuestro caso, $G_{DM}(\alpha, \beta_{elegido})$ es igual a $G_{DM}(0) \cdot K$, por lo que la expresión anterior se reduce a:

$$G_{DM}(\alpha, \beta) = G_{DM}(\alpha, \beta_{elegido}) \cdot FI \cdot FS$$

En primer lugar, procedemos a calcular el Factor de Irradiación. Este factor corresponde al porcentaje de radiación incidente en los módulos fotovoltaicos en la orientación e inclinación elegidas $(\alpha, \beta_{elegido})$ respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptima $G_{DM}(\alpha, \beta_{optimo})$.

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta_{optimo} - \beta_{elegido})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right]$$

Esta expresión es válida para $15^\circ < \beta_{elegido} < 90^\circ$. Sustituyendo nuestros valores obtenemos que:

Meses	FI	Meses	FI
Enero	0,905	Julio	0,942
Febrero	0,938	Agosto	0,967
Marzo	0,967	Septiembre	0,968
Abril	0,968	Octubre	0,954
Mayo	0,957	Noviembre	0,916
Junio	0,925	Diciembre	0,887

Tabla 12: Factor de Irradiancia para cada mes del año.

En segundo lugar, vamos a detallar el Factor de Sombreado de la cubierta. Este factor se corresponde con el porcentaje de irradiación incidente sobre los módulos respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas de sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$.

En este caso no existe ningún objeto cercano que proyecte su sombra sobre el tejado donde se situarían los módulos. Por lo que podemos asignar el valor de 1% al Factor de Sombreado.

Para asegurarnos de tal valor, elegimos a estudio la chimenea del comedor, objeto más alto y posible causante de sombra sobre nuestros generadores. La chimenea se encuentra situada a 6,3 metros de distancia en horizontal de la primera fila de módulos, y a una altura de 4,8 metros.

Empleando las siguientes ecuaciones, se va a calcular la distancia mínima a la que se deberían encontrar chimenea y primera fila de módulos.

$$d_{\min} = h \cdot k$$

$$h = h_{\text{chimenea}} - h_{\text{dormitorios}}$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \phi)}$$

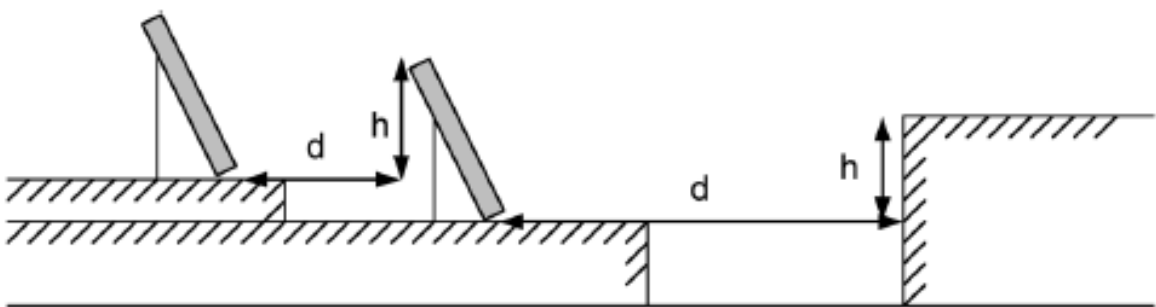


Ilustración 26: Separación mínima entre paneles fotovoltaicos y objeto cercano.

(Fuente: IDAE) [15]

Con las expresiones anteriores, la figura explicativa y sabiendo que la latitud \varnothing del emplazamiento es $39,66^\circ$, obtenemos los siguientes datos:

Latitud \varnothing	$39,66^\circ$
Altura de dormitorios	3,15 m
Altura de chimenea	4,80 m
Valor de h	1,65 m
Distancia d	6,30 m
Valor k	2,55
Distancia mínima d_{\min}	4,21 m

Tabla 13: Distancia mínima entre la chimenea y la primera fila de paneles FV.

Por lo tanto, podemos concluir que la chimenea se encuentra a una distancia más que suficiente para no provocar sombreado en nuestros módulos.

Una vez hallados los valores del FI y del FS, obtenemos un valor de irradiación media diaria incidente sobre el plano de los generadores para cada mes de:

Meses	GDM (α, β) [Wh/m ² /día]
Enero	3548,04
Febrero	4614,16
Marzo	5612,39
Abril	5692,54
Mayo	6249,77
Junio	6713,75
Julio	7307,55
Agosto	7068,16
Septiembre	6047,12
Octubre	5090,53
Noviembre	3906,69
Diciembre	3373,46
Valor Medio Anual	5435,35

Tabla 14: Irradiación media diaria incidente sobre el plano de los generadores.

Observando estos valores, se puede deducir que el peor mes de irradiación es diciembre y por tanto, será éste el mes elegido para hallar la potencia mínima que deben tener nuestros generadores fotovoltaicos.

Una forma adicional de conocer cuál será el mes “peor” en el estudio es hacer el cociente entre el consumo que habrá cada mes en la parcela y el valor medio de irradiación que incide sobre el plano de los módulos. Esto es posible mediante la siguiente tabla:

Meses	Consumo del conjunto [Wh/día]	GDM (α, β) [Wh/m ² /día]	Consumo/Recurso
Enero	11498,51	3548,04	3,24
Febrero	9448,51	4614,16	2,05
Marzo	7353,51	5612,39	1,31
Abril	5573,51	5692,54	0,98
Mayo	7243,51	6249,77	1,16
Junio	7833,51	6713,75	1,17
Julio	7933,51	7307,55	1,09
Agosto	7933,51	7068,16	1,12
Septiembre	7798,51	6047,12	1,29
Octubre	5573,51	5090,53	1,09
Noviembre	9448,51	3906,69	2,42
Diciembre	11498,51	3373,46	3,41

Tabla 15: Elección del mes “peor” del estudio.

Como conclusión a este apartado, a continuación se muestra una gráfica donde se indica la irradiación media diaria de cada mes para el ángulo $\beta_{\text{óptimo}}$ (en azul) según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red del IDAE, para el ángulo β_{elegido} (en rojo) sin tener en cuenta los factores FI y FS, y para el ángulo β_{elegido} (en verde) teniendo en cuenta los factores anteriormente citados.

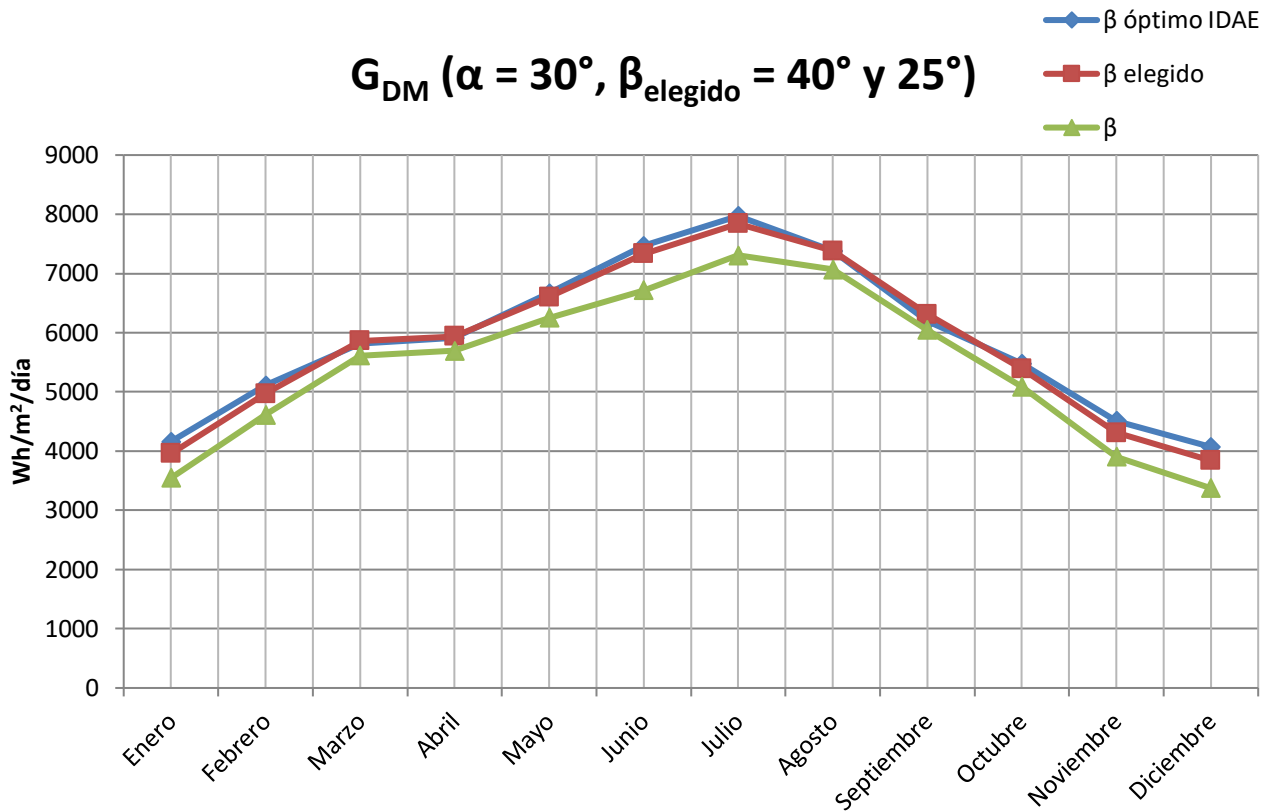


Ilustración 27: Irradiación media diaria de cada mes para $\beta_{\text{óptimo}}$, β_{elegido} sin FS ni FI, y β_{elegido} .

3.4.4. Cálculo de la potencia mínima del conjunto de módulos fotovoltaicos para cubrir las necesidades demandadas, y con ello, el regulador de carga de los acumuladores.

El dimensionado mínimo de los generadores se realiza siguiendo la siguiente expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{DM}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

Donde:

- E_D corresponde con el consumo del “peor” mes, que en nuestro caso es el mes de diciembre y cuyo valor es de 11498,5 Wh/día.
- G_{CEM} es una constante de valor 1000 W/m² que indica la irradiación según las condiciones estándar de medida.
- PR es el rendimiento energético de la instalación estimado cuyo valor debe ser superior a 0,6 en instalaciones con inversor y acumuladores.
- $P_{mp,min}$ corresponde con la potencia pico del conjunto de generadores dada en [Wp].

Con todos estos valores recogidos, la potencia mínima de nuestro conjunto de generadores es la siguiente:

E_D	11498,5 Wh/día
G_{CEM}	1000 W/m ²
$G_{DM}(\alpha, \beta)$	3373,46 Wh/m ² /día
PR	0,6
$P_{mp,min}$	5680,86 Wp

Tabla 16: Potencia mínima del conjunto de módulos FV.

Como ya se ha indicado con anterioridad, la energía de la vivienda no tendrá un uso diario sino más bien de fin de semana en los meses donde el tiempo es más inestable, y como mucho de cinco días en los meses de verano. Por tanto, es necesario tener esto en cuenta para no sobredimensionar el sistema a la hora de calcular la potencia mínima necesaria.

Teniendo este dato en cuenta, se ha realizado una tabla en la que se detallan el número máximo de estancia a la semana en la parcela, equivalente al máximo de día en los que se va a hacer uso del sistema fotovoltaico. Siguiendo la expresión que se muestra a continuación se ha calculado la potencia mínima definitiva de nuestra instalación.

$$P_{mp,real} = P_{mp,min} \cdot \frac{\text{Días de estancia}}{\text{Días de la semana}}$$

Dado que cada mes tiene una potencia mínima y un número de días de estancia diferentes se hará el análisis al conjunto de meses observando cual es el que mayor potencia mínima presenta, siendo éste el nuevo “peor” mes utilizado en el dimensionado.

Meses	$P_{mp, \min}$ [Wp]	Días de estancia	$P_{mp, real}$ [Wp]
Enero	5401,34	3,0	2314,86
Febrero	3412,87	3,0	1462,66
Marzo	2183,71	4,0	1247,84
Abril	1631,82	4,0	932,47
Mayo	1931,67	5,0	1379,77
Junio	1944,64	5,0	1389,03
Julio	1809,43	5,0	1292,45
Agosto	1870,71	5,0	1336,22
Septiembre	2149,37	4,0	1228,21
Octubre	1824,80	4,0	1042,74
Noviembre	4030,91	3,0	1727,53
Diciembre	5680,86	3,0	2434,65

Tabla 17: Potencia mínima requerida según los días de estancia de cada mes.

Según se puede observar en la tabla, el mes empleado en el diseño seguirá siendo diciembre con una potencia mínima de 2434,65 Wp.

3.4.5. Cálculo del número de paneles en serie N_s y en paralelo N_p necesarios.

Los módulos fotovoltaicos elegidos para el presente proyecto son los YL265P-29b de 60 células ofertados por YINGLI GREEN ENERGY SPAIN S.L. cuya características principales se muestran en la siguiente tabla:

YL265P-29b	
Máx. $V_{oc, CEM}$ [V]	37,92
Máx. $I_{sc, CEM}$ [A]	9,18
P_{media} [Wp]	267,28
T_{CNO} [°C]	46,00
$T_{c, CEM}$ [°C]	25,00
$T_{CNO, MÁX}$ [°C]	85,00
β_{Voc} [%/°C]	-0,32
α_{Isc} [%/°C]	0,05

Tabla 18: Características principales de los módulos YL265P-29b.

Con estos datos procedemos a calcular el número de paneles en serie N_s y en paralelo N_p , aparte de la máxima tensión en circuito abierto y la máxima intensidad de cortocircuito teniendo en cuenta los extremos de temperatura.

Las expresiones que se utilizan para el cálculo de tensión e intensidad anteriormente descritas son las siguientes:

$$T_c = T_a + \left(\frac{T_{CNO} - 20^\circ\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} \right) \cdot G$$

Donde:

- T_c es la temperatura de célula a calcular teniendo en cuenta la temperatura ambiente.
- T_a corresponde con la temperatura del ambiente. En este caso se va a utilizar una temperatura ambiente mínima de -5°C , dado que es un valor típico para realizar correctamente la operación y situarnos en una condición crítica del estudio.
- T_{CNO} es la temperatura en condiciones normales de operación, es decir, 46°C según el fabricante.
- G es la irradiancia máxima posible para la temperatura ambiente T_a , que en este caso corresponde al valor de 100 W/m^2 .

Con estos valores, se obtiene una temperatura de célula T_c de $-1,75^\circ\text{C}$.

La siguiente ecuación a utilizar se corresponde con:

$$V_{oc} = V_{oc,CEM} + V_{oc,CEM} \cdot \frac{\beta_{Voc}}{100} \cdot (T_c - T_{c,CEM})$$

Donde:

- V_{oc} es la tensión de cada módulo en circuito abierto obtenida teniendo en cuenta la nueva temperatura de trabajo de cada célula.
- $V_{oc,CEM}$ corresponde con la tensión en circuito abierto de cada módulo según las condiciones estándar de medida. Este dato lo obtenemos en la ficha técnica de los generadores y posee un valor de 37,92 V.
- β_{Voc} es un factor que muestra el porcentaje que varía la tensión por cada grado centígrado de temperatura de célula, y que en este caso corresponde a -0,32 %/°C.
- $T_{c,CEM}$ es la temperatura de célula en condiciones estándar de medida correspondiente en este caso a 25°C.

Con estos valores recogidos, obtenemos un valor de tensión V_{oc} de 41,17 V.

Una vez hallados estos valores, y sabiendo que nuestro regulador de carga admite una tensión máxima de entrada de 150 V_{DC} podemos calcular el número de módulos en serie de nuestro sistema mediante la siguiente expresión:

$$N_s = \frac{V_{m\acute{a}x,reg}}{V_{oc}} = \frac{150 V}{41,17 V} = 3,64 \rightarrow N_s = 3 \text{ m\acute{o}dulos}$$

Como se puede observar, el valor obtenido es 3,64 módulos que ajustamos a la cantidad de 3 módulos para asegurarnos no superar nunca la tensión máxima del regulador.

Con este número de módulos en serie se procede a calcular el número de módulos en paralelo de nuestro sistema. El cálculo se realizará utilizando la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{P_{mp,real}}{N_s \cdot P_{media}}$$

Donde:

- P_{media} es la potencia pico media del conjunto de módulos fotovoltaicos, que en este caso se corresponde con 267,28 Wp.

Teniendo todos los datos recogidos, obtenemos una cantidad en paralelo de 3,04 módulos.

Siguiendo con el procedimiento de cálculo normal, la cantidad de ramales en paralelo debería ajustarse a 4, pero en este caso, como la cifra es tan próxima al número entero y colocar una fila más de módulo llevaría un sobrecoste aparte de sobredimensionar el sistema, la cantidad final elegida es de 3 ramales en paralelo.

Esto hace que nuestro sistema fotovoltaico tenga un número total de paneles de 9, siendo 3 en serie y 3 en paralelo, ofreciendo una potencia total de:

$$P_{total} = N_s \cdot N_p \cdot P_{media} = 3 \cdot 3 \cdot 267,28 \text{ W} = 2405,52 \text{ Wp}$$

Una vez hallada la cantidad de módulos necesaria, vamos a calcular la corriente de máxima que debería tener nuestro regular de carga. Para ello es necesario que se cumpla la siguiente expresión:

$$I_{m\acute{a}x,reg} \geq N_p \cdot I_{sc}$$

Donde:

- I_{sc} es la intensidad de cortocircuito de cada módulo empleando la máxima temperatura de funcionamiento $T_{CNO,m\acute{a}x}$, equivalente en este caso a 85°C.

Teniendo en cuenta lo anterior, calculamos la intensidad I_{sc} de la siguiente forma:

$$I_{sc} = I_{sc,CEM} + I_{sc,CEM} \cdot \frac{\alpha}{100} \cdot (T_{CNO,m\acute{a}x} - T_{c,CEM})$$

Donde:

- α es un factor que muestra el porcentaje que varía la corriente de cortocircuito por cada grado centígrado de temperatura de célula, y que en este caso corresponde a 0,05 %/°C.

Con estos datos, podemos concluir que la corriente de cortocircuito I_{sc} tiene un valor de 9,45 A. Por lo tanto, la corriente máxima de nuestro regulador de carga debe ser superior a 28,37 A.

Otro método más restrictivo, es el siguiente, en el que se emplea la corriente de cortocircuito del módulo $I_{sc,CEM}$, multiplicada por el número de paneles en paralelo N_p y un factor que incrementa este resultado en un 25%, como se muestra a continuación

$$I_{máx,reg} \geq 1,25 \cdot N_p \cdot I_{sc,CEM}$$

En este caso, la intensidad máxima del regulador que se obtiene es de 34,43 A.

Basándonos en los resultados anteriores, y siguiendo la gama de reguladores de carga de VICTRON ENERGY, el regulador que más se ajusta a nuestro sistema es el BlueSolar MPPT 150/35 a 48 voltios, donde el valor 150 se corresponde con la máxima tensión y el valor 35, con la máxima corriente que admite. Según nuestros cálculos este sería el regulador de carga ideal.

Pero este regulador tiene un inconveniente: su potencia máxima admisible es de 2000 W cuando nuestro sistema tiene una potencia de 2405,52 W. Por ello, necesitamos elegir un regulador de carga superior que, a pesar de estar sobredimensionado en términos de corriente admisible, nos permita inyectar toda la potencia de nuestros módulos a los acumuladores sin derrochar energía.

Teniendo esto en cuenta, el regulador de carga definitivo del sistema es el BlueSolar MPPT 150/45 conectado a 48 voltios, cuyo límite de potencia admisible se eleva a 2600 W.

Como último cálculo de este cuarto apartado, se va a proceder a determinar la distancia mínima que debe de haber entre las dos filas de módulos que se instalarán, teniendo en cuenta que la instalación lleva nueve módulos en total y que en una fila sola no caben todos.

Para ello, se va a suponer que el tejado no tiene pendiente dada su pequeña inclinación de 10° , poniéndonos en un caso de estudio más restrictivo de lo que en realidad es, ya que a mayor pendiente menor es la distancia entre filas y la sobra que produce entre unos y otros.

Para esta estimación se van a seguir las mismas ecuaciones que se utilizaron en el cálculo de sombra entre la chimenea del comedor y el tejado de los dormitorios:

$$d_{\min} = h \cdot k$$

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \phi)}$$

Con los datos y la figura que se muestran a continuación, hallaremos el resultado de la distancia mínima necesaria desde el inicio de la primera fila de módulos hasta el inicio de la segunda fila.

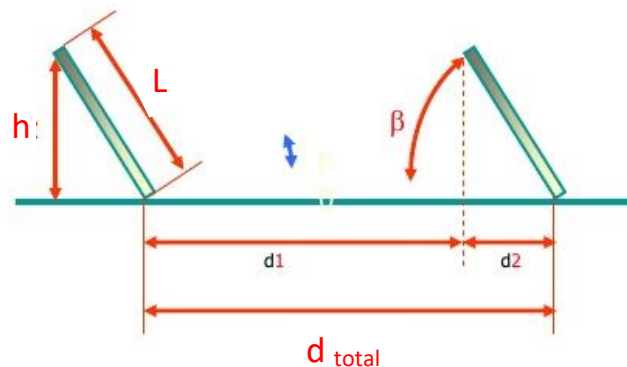


Ilustración 28: Distancia mínima de separación entre varias filas de módulos FV.

(Fuente: JUNKERS, www.junkers.es) [16]

Las dimensiones de cada módulo son 1640 mm de alto (L), 990 mm de ancho y 35 mm de espesor. Para el presente cálculo utilizaremos la altura del módulo ya que estos se van a colocar verticalmente en la estructura. Por tanto, la altura h de la figura anterior para una inclinación β de 40° (inclinación que producirá más sombra en los elementos posteriores) se corresponde con 1054,17 mm, y la distancia d_2 , a 1256,31 mm.

Con el factor k hallado hojas atrás, cuyo valor es 2,55, podemos deducir que la distancia d_1 (equivalente a d_{\min}) de la figura tiene un valor de 2,69 metros.

Por lo tanto, la distancia d_{total} correspondiente a la separación que existe entre los inicios de las filas posee un valor de 3,95 metros, espacio suficiente para colocarlas en el tejado de los dormitorios.

3.4.6. Dimensionado del inversor/cargador necesario para nuestro sistema.

Una vez obtenidos todos los datos anteriores, se puede elegir el inversor/cargador adecuado para nuestro sistema, al igual que calcular los acumuladores. En este caso, comenzaremos por el inversor/cargador.

Nuestro dimensionado está preparado para poder inyectar al sistema fotovoltaico la potencia que nos ofrezca un grupo electrógeno de apoyo de gasolina en determinadas situaciones. Por ello, hay que contar con un inversor que tenga la posibilidad de aceptar este tipo de apoyo.

Siguiendo la dinámica de productos, el inversor que se ha elegido en esta instalación es de VICTRON ENERGY. Para instalaciones con un consumo medio diario superior a 6000 Wh/día es recomendable utilizar un inversor con entrada desde los acumuladores de 48 V.

En este caso, el inversor que más se ajusta a las necesidades es el Inversor/Cargador MULTIPLUS 48/5000/72. Este inversor posee una potencia de salida a temperatura ambiente de 4500 W con un rendimiento del 95%.

3.4.7. Cálculo del tamaño de los acumuladores.

En este apartado se va a realizar una estimación de la capacidad necesaria en los acumuladores del presente proyecto. Para ello, es necesario mostrar las ecuaciones que se van a emplear para el dimensionado con sus respectivas explicaciones.

En primer lugar, calculamos el consumo diario medio de la carga (L_D) en amperios por hora [Ah] mediante la siguiente ecuación:

$$L_D = \frac{E_D}{V_{NOM}}$$

Donde:

- E_D es el consumo del “peor” mes, que en nuestro caso es el mes de diciembre y cuyo valor es de 11498,5 Wh/día. A pesar de ello, se va a realizar con el consumo de todos los meses para comparar como veremos más adelante.
- V_{NOM} es la tensión del conjunto de los acumuladores, cuyo valor ha sido detallado en los apartados anteriores y corresponde con 48V.

Con estos datos, los valores obtenidos de la expresión para cada mes del año son los siguientes:

Meses	L_D [Ah/día]
Enero	239,55
Febrero	196,84
Marzo	153,20
Abril	116,11
Mayo	150,91
Junio	163,20
Julio	165,28
Agosto	165,28
Septiembre	162,47
Octubre	116,11
Noviembre	196,84
Diciembre	239,55

Tabla 19: Consumo diario medio de la carga (L_D) en [Ah/día] para cada mes.

Se puede apreciar que en los meses de enero y diciembre es cuando mayor acumulación se requiere teniendo una variación elevada con respecto a los demás meses.

La siguiente y última expresión, nos muestra como calcular la capacidad que deberá tener cada uno de nuestros acumuladores para un tiempo de descarga de 20 horas (C_{20}).

$$C_{20} = \frac{A \cdot L_D}{PD_{m\acute{a}x} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{reg}}$$

Donde:

- A se corresponde con la autonomía del sistema en días.

Dado que es un sistema híbrido, el número de autonomía de días no debe de ser mayor a dos. Si no hubiese un apoyo por parte del grupo electrógeno, lo normal en sistemas fotovoltaicos es situar la autonomía del conjunto en 3 días.

En nuestro caso, como se hará uso de la vivienda especialmente cuando el tiempo meteorológico sea favorable, se puede rebajar la autonomía a menos de 2 días.

Otro factor a tener en cuenta, es que a la hora del dimensionado se ha elegido el máximo consumo que puede haber en un día de cada mes, por lo que son situaciones posibles en el mes pero no muy habituales semanalmente.

Por lo tanto, con estos factores descritos anteriormente, se puede elegir la autonomía mínima requerida en un sistema fotovoltaico que es un día, haciendo que nuestro sistema de acumulación sea el mínimo requerido para no tener un sobre coste en la instalación.

- $PD_{m\acute{a}x}$ es la profundidad máxima de descarga de los acumuladores. A menor profundidad de descarga, mayor vida de los acumuladores y mayor tamaño del acumulador se necesita. En nuestro caso, se ha elegido una profundidad máxima del 50%, lo cual nos daría una vida mínima de 2800 ciclos, equivalente a 8 años, aproximadamente. Este número de ciclos es orientativo, ya que no todas las descargas serán iguales de profundas.

- η_{inv} y η_{reg} son los rendimientos del inversor y del regulador de carga. Suelen tener valores por encima del 80%. En nuestro caso, estos rendimientos son del 95% y 98%, respectivamente.

Con todos los datos anteriores, se ha obtenido la siguiente tabla en la que se indica la capacidad en C_{20} requerida en cada mes.

Meses	Consumo total [Wh/día]	LD [Ah/día]	Autonomía [Días]	C20 [Ah]
Enero	11498,51	239,55	1,00	514,61
Febrero	9448,51	196,84	1,00	422,87
Marzo	7353,51	153,20	1,00	329,10
Abril	5573,51	116,11	1,00	249,44
Mayo	7243,51	150,91	1,00	324,18
Junio	7833,51	163,20	1,00	350,59
Julio	7933,51	165,28	1,00	355,06
Agosto	7933,51	165,28	1,00	355,06
Septiembre	7798,51	162,47	1,00	349,02
Octubre	5573,51	116,11	1,00	249,44
Noviembre	9448,51	196,84	1,00	422,87
Diciembre	11498,51	239,55	1,00	514,61

Tabla 20: Valores de la capacidad en C_{20} requerida en cada mes.

Basándonos en la capacidad en C_{20} del “peor” mes, podemos elegir la batería 7 OPzS 490 (C10) 737 (C100) de la marca VESNA SOLAR, dado que es la batería más pequeña que se amolda a nuestras necesidades teniendo una calidad excelente.

3.4.8. Cableado de la instalación fotovoltaica.

En este séptimo punto se va a proceder a realizar el cálculo del cableado necesario para la parte del sistema que se encuentra en corriente continua y la parte de corriente alterna desde el grupo electrógeno de apoyo hasta el inversor, al igual que su respectivo aislamiento y protección mediante tubos.

Como ya se ha indicado anteriormente, el tipo de cable que se utilizará en la parte de continua será el PV ZZ-F, conductor diseñado especialmente para aplicaciones fotovoltaicas. Además, el sistema estará dotado de dos tramos de cables activos, siendo uno el polo positivo y otro, el negativo, aparte del conductor de protección.

Por consiguiente, se procede a realizar el cálculo de la sección S para la instalación presente separando el estudio de corriente continua y alterna.

3.4.8.1. Corriente continua:

Para el cálculo de la sección de los cables que se emplearán en la parte del sistema que se encuentra en corriente continua se utilizará la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{sc,CEM}}{\Delta U \cdot C}$$

Donde:

- S es la sección del conductor expresada en mm^2 .
- L es la longitud del conductor expresada en metros [m].
- $I_{sc,CEM}$ corresponde con la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida expresada en amperios [A].
- ΔU es la caída de tensión producida en el cable. Esta variación en porcentaje posee un valor máximo de 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, por lo que si se multiplica por la tensión correspondiente del tramo a estudiar se obtiene dicha caída de tensión en voltios [V].
- C se corresponde con la conductividad del cable y su valor depende del tipo de material conductor utilizado y de la temperatura de funcionamiento. Los dos materiales conductores utilizados principalmente para el transporte de energía eléctrica son el aluminio y el cobre. Por ello, en la tabla de la siguiente página se especifica los valores de su conductividad dependiendo de la temperatura de trabajo a la que se encuentren:

			PVC	XLPE/EPR
CONDUCTIVIDAD	C ₂₀	C ₄₀	C ₇₀	C ₉₀
Cobre	56	52	47	44
Aluminio	35	32	30	28
TEMPERATURA	20°C	40°C	70°C	90°C

Tabla 21: Valores de la conductividad del cobre y aluminio en función de la temperatura.

La correcta selección de la sección del conductor es de gran importancia, dado que un cálculo erróneo puede suponer una circulación de una intensidad mayor a la admisible acorde con su sección. Esto provocaría un calentamiento excesivo del cable dañando su aislamiento, afectando a su durabilidad y en el peor de los casos, puede llegar a provocar un incendio.

Su determinación requiere la aprobación simultánea de las dos siguientes condiciones:

- Caída de tensión máxima permitida:

Mediante este criterio se limitan las pérdidas por caída de tensión en los cables. Como ya se ha indicado anteriormente, según el Pliego de Condiciones Técnica del IDAE, para los conductores de la instalación situados en la parte donde circule corriente continua la máxima tensión permitida será del 1,5% de la tensión nominal.

- Criterio térmico:

Según este segundo criterio, la intensidad que circule por el cable debe de ser menor a la máxima intensidad admisible del cable. Esta intensidad se puede consultar en la GUÍA-BT-19 del Reglamento Técnico de Baja Tensión [17], dependiendo del tipo de aislamiento, temperatura de operación, sección del cable y tipo de instalación.

Una vez explicados estos dos criterios, se va a proceder al cálculo de las secciones sabiendo que nuestra instalación forma parte del grupo B1 de la siguiente tabla, que es monofásica y que los conductores poseen un aislamiento de PVC (2x PVC).

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	609	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Ilustración 29: Intensidades admisibles (A) al aire a 40°C.

(Fuente: Guía Técnica de Aplicación BT-19 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.) [17]

3.4.8.1.1. Conexión entre módulos fotovoltaicos:

Cada módulo lleva incorporado dos cables de un metro de longitud y 4 mm² de sección que salen de su caja de conexiones.

Para realizar la unión en serie y/o paralelo de los módulos fotovoltaicos emplearemos esta sección (4 mm^2) ya dada por el fabricante dado que no pone en riesgo a los conductores como veremos a continuación empleando los siguientes datos de partida:

- La corriente $I_{sc,CEM}$ tiene un valor de 9,18A dado que la conexión que se realizará entre módulos será en serie, y por lo tanto, la corriente de cortocircuito será la de un módulo.
- La longitud L máxima de los cables será de 15 metros, ya que al estar situados los módulos en dos filas, habrá unos que se encuentren más cerca que otros y por tanto, para estar dentro de la seguridad nos situamos en la peor situación.
- La caída de tensión en voltios ΔU que se produzca en los cables debe de ser como máximo:

$$\Delta U = 1,5 \% \cdot 3 \text{ módulos en serie} \cdot 37,92 \text{ V} = 1,71 \text{ V}$$

- La conductividad C del cable de cobre a una temperatura de servicio de 70°C es de $47 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$

Con todos estos valores recogidos, se obtiene una sección mínima del conductor de $3,43 \text{ mm}^2$. Por lo tanto, la sección superior a este valor obtenido es 4 mm^2 .

Una vez obtenido el valor de la sección con el criterio de la máxima caída de tensión permitida, se debe estudiar si esta sección cumple el segundo requisito, es decir, es necesario asegurarnos que la corriente máxima que circula por el cable ($I_{m\acute{a}x \text{ cable}}$) está por debajo de la admisible ($I_{m\acute{a}x \text{ admisible}}$). Esto será posible mediante la siguiente expresión:

$$I_{m\acute{a}x \text{ cable}} = \frac{1,3 \cdot I_{sc,CEM}}{F_T}$$

Donde:

- $I_{m\acute{a}x \text{ cable}}$ se corresponde con la corriente máxima que circularía por el cable en caso de cortocircuito.

- F_T es un factor de corrección de temperatura dado que la temperatura de servicio θ_s del cable es 70°C , la temperatura ambiente máxima θ_t no superará los 50°C y los datos de la Ilustración 29 con los que operamos están dados para una temperatura θ_c de 40°C . De acuerdo con esto:

$$F_T = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - \theta_c}} = \sqrt{\frac{70^\circ\text{C} - 50^\circ\text{C}}{70^\circ\text{C} - 40^\circ\text{C}}} = 0,82$$

Por lo tanto, teniendo en cuenta todo lo anterior, la corriente máxima que circularía por el cable es de 14,55A, y como esta intensidad es menor que la admisible del conductor de 4 mm^2 cuyo valor, según la Ilustración 29, corresponde a 27A, podemos dar por válido dicho conductor.

A partir de ahora, siempre y cuando el cálculo sea para los conductores encargados de transportar la corriente continua de la instalación, se seguirá el mismo método realizado en el apartado anterior con la salvedad de variarán algunos valores.

3.4.8.1.2. *Conexión de los módulos fotovoltaicos con el regulador de carga:*

En este caso, los valores de la expresión encargada de mostrarnos el valor de la sección según el criterio de máxima caída de tensión son los siguientes:

- La corriente $I_{sc,CEM}$ tiene un valor de 27,53A dado que ya se ha realizado la conexión en paralelo de los 3 módulos que deben tener ese tipo de asociación, y por lo tanto, el valor de esta intensidad es tres veces la de cortocircuito de cada módulo por separado.
- La longitud L máxima de los cables será de 6 metros.
- La caída de tensión en voltios ΔU que se produzca en los cables debe de ser como máximo el mismo valor del apartado anterior, 1,71 V.
- La conductividad C del cable de cobre a una temperatura de servicio de 70°C es de $47 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$.

Con todas estas cifras detalladas, se obtiene una sección mínima del conductor de $4,11\text{ mm}^2$. Por lo tanto, la sección superior a este valor obtenido es 6 mm^2 .

Este conductor posee una corriente máxima admisible de 36A, por lo cual, el siguiente cálculo será comprobar si nos encontramos por debajo de ese límite utilizando los mismos datos del apartado anterior salvo la corriente de cortocircuito $I_{sc,CEM}$ que en este caso posee un valor de 27,53A.

A partir de la ecuación correspondiente, se ha obtenido un valor máximo de corriente a circular $I_{m\acute{a}x\ cable}$ de 43,65A. Por ello, no se puede dar por válido el cable elegido anteriormente, debiendo pasar al siguiente más próximo, cuya corriente máxima admisible se sitúa en los 50A y cuya sección es 10 mm².

Esta misma sección será empleada en los cables que van desde el regulador de carga a las baterías con una longitud de 3 metros, aproximadamente, ya que la función que tiene el regulador en el sistema no hará que esta corriente aumente más de la de cortocircuito.

3.4.8.1.3. *Conexión del sistema de acumulación al inversor:*

En este último caso de la parte conectada en corriente continua, se deben distinguir dos casos: uno, en el que la corriente va desde las baterías al inversor, y otro, en el que el sentido es el opuesto.

Para ello, lo más conveniente es utilizar el caso más desfavorable para realizar el estudio y éste es en el que el sentido de la corriente va desde el inversor a las baterías, es decir, cuando el dispositivo electrónico actúa como cargador de ellas.

Esto es así, dado que es muy difícil saber la corriente que pasará de las baterías hacia el cargador. Como cada vez esta corriente tendrá un valor, siendo lo más críticos posibles, la descarga se realizará como mínimo en 10 horas, y como la capacidad de las baterías en un régimen de descarga C₁₀ es de 490Ah, la máxima corriente a circular por los conductores sería de 49A.

Echando un vistazo al catálogo del fabricante del inversor/cargador utilizado en esta instalación, la corriente máxima de carga de las baterías será de 70A, por lo que queda demostrada la elección de dicho valor para realizar la estimación de la sección de los conductores.

En este apartado, los datos a introducir en las expresiones que se vienen manejando son los siguientes:

- La corriente $I_{m\acute{a}x\ inv}$ tiene un valor de 70A como ya se ha indicado anteriormente.
- La longitud L máxima de los cables será de 5 metros.
- La caída de tensión en voltios ΔU que se produzca en los cables debe de ser como máximo de 0,86 V. Esto es así debido a que la máxima tensión de carga que ofrezca el inversor a las baterías (llamada también tensión de absorción) tiene un valor de 57,6 V. Por lo tanto, hallando el 1,5% de esta cifra se obtiene el valor de 0,86 V.
- La conductividad C del cable de cobre a una temperatura de servicio de 70°C es de $47 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Con todos estos datos, se obtiene una sección mínima del conductor de 17,32 mm². Por lo tanto, la sección superior a este valor obtenido es 25 mm².

Este conductor posee una corriente máxima admisible de 84 A, la cual se puede decir que no es válida para el criterio térmico, necesitando una sección de 50 mm² para el conductor cuya corriente máxima admisible alcance los 125 A, ya que la intensidad máxima que podría circular por él sería próxima a los 111 A.

Una vez obtenidos los conductores activos que estarán presentes en el lado de continua de la instalación, pasamos a calcular el cableado de protección necesario.

Este tipo de cable será del mismo material que los conductores activos, y para el cálculo de su sección se han utilizado las siguientes reglas según el punto 3.4. de la Guía Técnica de Instalaciones de Puesta a Tierra (GUÍA-BT-18) [17]:

Sección de los conductores activos S [mm ²]	Sección mínima de los conductores de protección S_p [mm ²]
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 \leq S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 22: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

(Fuente: Guía Técnica de Instalaciones de Puesta a Tierra BT-18.) [17]

Es necesario indicar en qué lugares irán conectados estos cables, ya que por norma, todos los elementos metálicos deben estar puestos a tierra. Por lo tanto, la estructura de los módulos y las carcasas del regulador de carga y del inversor estarán conectadas mediante los cables de protección a tierra.

Con esta información recogida, las secciones de dichos cables son las siguientes:

Elementos	Sección de los conductores activos S [mm ²]	Sección mínima de los conductores de protección S_p [mm ²]
Estructura metálica	4	4
Regulador de carga	10	10
Inversor/Cargador	50	25

Tabla 23: Secciones de los conductores activos y de protección a emplear.

Una vez hallados los conductores necesarios, se va a proceder a calcular el diámetro que tendrá el tubo rígido de PVC que proteja y aisle dichos conductores. Este tubo irá sujeto a la pared de forma que no haya riesgo de posible alcance al personal que no esté autorizado para su maniobra.

Para estimar el diámetro de dichos tubos se va a seguir la GUÍA-BT-21 [17] en la que podemos encontrar la siguiente tabla:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	25	25	32	32
16	20	25	32	32	40
25	25	32	40	40	50
35	25	40	40	50	50
50	32	40	50	50	63
70	32	50	63	63	63
95	40	50	63	75	75
120	40	63	75	75	--
150	50	63	75	--	--
185	50	75	--	--	--
240	63	75	--	--	--

Tabla 24: Diámetro exterior de los tubos aislantes de PVC en función del número y de la sección de los conductores.

Todos los tubos en los que en su interior circulen cables con corriente continua alojarán tres unidades de dichos cables. A continuación, se detallan los diámetros de cada parte que ha de ser cubierta:

- Para la asociación en serie y/o paralelo de los módulos, se utilizarán conductores de 4 mm² de sección, por lo que el diámetro exterior D_T del tubo que los aloje tendrá el valor de 20 mm.
- En el caso de la unión del conjunto de módulos con el regulador de carga, se utilizarán conductores de 10 mm² de sección, por lo que en este caso, el diámetro exterior del tubo será de 25 mm.
- Por último, la conexión entre las baterías y el inversor/cargador se realizará mediante dos cables de 50 mm² de sección más uno de protección de 25 mm². Entonces, el diámetro exterior D_T del tubo que más se ajusta a la seguridad será de 50 mm.

Por último, se adjunta la siguiente tabla a modo de resumen antes de pasar al cálculo del cableado de la parte de la instalación que se encuentra en corriente alterna.

Conexión	Sección de los conductores activos S [mm ²]	Sección mínima de los conductores de protección S_p [mm ²]	Diámetro exterior del tubo PVC protector D_T [mm]
Módulos FV -Estructura metálica	4	4	20
Generador FV - Regulador de carga y Regulador de carga - Baterías	10	10	25
Baterías - Inversor/Cargador	50	25	50

Tabla 25: Resultados de las secciones y diámetros a utilizar de todos los conductores y tubos aislantes de la parte conectada en CC.

3.4.8.2. Corriente alterna:

3.4.8.2.1. *Conexión del grupo electrógeno al inversor/cargador:*

En este apartado se va a realizar la estimación de la sección de los cables que conectarán el grupo electrógeno de apoyo con el inversor/cargador. Para ello, es necesario utilizar los valores y expresiones correspondientes para que el cálculo sea lo más exacto posible.

En este caso, se utilizarán tres conductores: fase y neutro, y cable de protección con conexión a tierra. Todos estos cables irán protegidos por un tubo de PVC similar al utilizado en el aislamiento del cableado de continua.

Una vez visto esto, procedemos al realizar el cálculo de la sección de los conductores.

Existen dos formas posibles de realizarse. Como en la hoja de características el grupo electrógeno no se proporciona el dato de la corriente máxima que ofrecerá, esta intensidad se puede calcular, ó, de otro modo, empleando la potencia máxima del motor junto a la tensión a la que trabaja y el factor de potencia, se puede hallar directamente este valor de sección. Será de este último modo como se realicen los cálculos. Por lo tanto:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P_{m\acute{a}x}}{\Delta U \cdot V_{grupo} \cdot \cos \varphi \cdot C}$$

Donde:

- La longitud L tendrá un valor máximo de 15 metros.
- $P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima que puede ofrecer el grupo electrógeno. Como ya se ha dicho anteriormente, al existir dos posibles generadores de gasolina, se va a realizar el estudio con el motor de más potencia y por tanto, el valor de $P_{m\acute{a}x}$ para ese motor es 4200 W.
- La tensión V_{grupo} se corresponde con la tensión de red, es decir, 230 V a 50 Hz.

- ΔU sigue siendo la máxima caída de tensión en voltios. En este caso, se va a seguir utilizando el valor porcentual de 1,5% de caída de tensión, ya que no hay ninguna referencia que indique el valor exacto a utilizar en los casos donde existe un apoyo al generador fotovoltaico. De este modo, el valor a utilizar de ΔU es el siguiente:

$$\Delta U = 1,5 \% \cdot V_{grupo} = 1,5 \% \cdot 230 V = 3,45 V$$

- El factor de potencia $\cos \varphi$ para una potencia máxima de 4200 W adquiere un valor de 0,84, dado que la potencia aparente del grupo electrógeno es 5000 kVA.
- Por último, la conductividad C del cable de cobre sigue siendo la misma a la misma temperatura de servicio: $47 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$.

Con todos estos valores, se obtiene una sección mínima del cable de 4,02 mm². Por lo que, la cifra superior más cercana se corresponde a 6 mm² de sección.

Este conductor elegido posee una corriente máxima admisible de 36 A. Para comprobar si la corriente máxima admisible del cable es menor a la que pase en condiciones extremas por dicho cable utilizaremos la siguiente expresión:

$$I_{m\acute{a}x\ cable} = \frac{1,3 \cdot P_{m\acute{a}x}}{F_T \cdot V_{grupo} \cdot \cos \varphi}$$

Sabiendo que el factor de temperatura F_T sigue siendo el mismo del apartado anterior de corriente continua (0,82), y que los demás datos los hemos obtenido para la expresión (x), obtenemos un valor de corriente de 34,46 A.

Como se verá más adelante, esta conexión estará dividida por un interruptor automático magnetotérmico cuyo único valor cercano a elegir de corriente nominal es 32 A o 40 A. Esto quiere decir que es necesario aumentar la sección del cable a 10 mm² para que la corriente admisible de él (50 A) sea más elevada y por tanto, poder incorporar al sistema dicho interruptor de 40 A de corriente nominal.

Una vez hallada la sección de los cables de fase y neutro, procedemos a obtener la sección del cable de protección, cuyo valor, según los criterios de la Tabla 22, es 10 mm².

Con todos estos valores y para terminar este apartado, se puede hallar el diámetro necesario que deberá tener el tubo de PVC que protegerá los conductores. Según lo visto anteriormente, este tubo deberá tener un diámetro de 25 mm.

3.4.8.2.2. *Dimensionado del cable necesario para la bomba de agua sumergible:*

Como segundo estudio del cableado en esta parte de corriente alterna se va a realizar el cálculo del cable que se requiere para alimentar la bomba de agua del pozo. Este será el único dimensionado que se va a realizar de los cables de todas las cargas de la parcela a causa de la larga distancia a la que se encuentra el pozo de la instalación. Dicha distancia tiene un valor de 60 metros en línea recta, por lo que la longitud de los cables empleados (fase, neutro y protección) y del tubo aislante de PVC deberá ser algo mayor para poder sortear los obstáculos de la parcela que impidan colocar el cableado en línea recta.

Los datos para calcular las secciones correspondientes de los cables de fase y neutro son:

- La longitud L tendrá un valor de 70 metros.
- La potencia $P_{m\acute{a}x}$ de la bomba de agua es 1.500 W.
- El factor de potencia $\cos \varphi$ para una potencia máxima de 1.500 W y una corriente de 7A, es 0,93.
- La caída de tensión ΔU en este caso y según la norma, al tratarse de una carga del sistema, tiene un valor máximo del 3%. Esto provoca una caída máxima de tensión en el conductor de:

$$\Delta U = 3 \% \cdot V_{grupo} = 3 \% \cdot 230 V = 6,9 V$$

- Por último, la conductividad C del cable de cobre en este caso pasa a ser $44 \frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$, ya que el aislamiento se modifica y pasa a ser de XLPE, cuya temperatura de servicio permanente es 90°C. Además, con este nuevo aislamiento tendremos un factor de temperatura F_T igual a 0,89.

Con todos esta información recogida y sabiendo, que los demás datos necesarios en el cálculo son los mismos que en el apartado anterior, se obtiene una sección del cable de $3,23 \text{ mm}^2$. Por lo tanto, el conductor adecuado para este tramo tendrá una sección de 4 mm^2 con una corriente admisible de 39 A.

La corriente máxima que circulará por dicho cable tiene un valor de 10,24 A, por lo que claramente no se sobrepasa el valor de intensidad límite del conductor pudiendo dar por válido el elegido anteriormente. La sección del cable de protección será de 4 mm^2 también, y el diámetro del tubo de PVC, 20 mm.

Con estos datos recogidos se puede fabricar la siguiente tabla resumen:

Conexión	Sección de los conductores activos $S \text{ [mm}^2\text{]}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ [mm}^2\text{]}$	Diámetro exterior del tubo PVC protector $D_T \text{ [mm]}$
Grupo electrógeno - Inversor/Cargador	10	10	25
Bomba de agua sumergible	4	4	20

Tabla 26: Resultados de las secciones y diámetros a utilizar de todos los conductores y tubos aislantes de la parte conectada en CA.

3.4.8.3. Conexión de la monitorización del sistema.

Finalmente, han sido obtenidos todos los parámetro necesarios para la conexión de los elementos que forman el sistema fotovoltaico aislado pero en este caso en particular, se ha implementado un sistema digital capaz de que los dispositivos electrónicos de control de la instalación (regulador de carga, inversor/cargador y monitor de baterías) sean capaces de, estando conectados entre ellos, informarnos a través de una pantalla LED, llamada Color Control GX de VICTRON ENERGY, de la situación de nuestro sistema: energía de carga/descarga de las baterías, potencia generada por los módulos, potencia aportada por el grupo de apoyo, energía consumida en cada instante, etc.

Aparte de esta pantalla, se ha incorporado otra más pequeña, cuyo nombre es BMV-702 Battery Monitor, también de VICTRON ENERGY, donde se nos indica la carga de las baterías mediante la tensión que tienen en ese momento además de la temperatura de éstas a través de un sensor.

El cableado requerido para que el monitor pueda ejercer su trabajo correctamente es de tipo RJ45.

Además, mediante una aplicación para móvil o tablet se puede en todo momento seguir el funcionamiento del sistema, siempre y cuando haya una posible conexión a internet.

3.4.9. Protecciones

Para dotar a nuestro sistema de la seguridad necesaria se van a instalar protecciones frente a las posibles sobreintensidades y sobrecargas que puedan surgir en la instalación. Para ello se van a emplear fusibles e interruptores magnetotérmicos en diferentes puntos del sistema.

Se va a utilizar un cartucho de fusible de cuchilla NH de tipo gPV 1000 V DC entre las baterías y el inversor de la marca DF Electric. Este elemento está especialmente preparado para ofrecer protección frente a sobrecargas y cortocircuitos en instalaciones fotovoltaicas y tiene un poder de corte para corrientes mínima de fusión de 1,35 veces la corriente nominal. La forma de hallar la corriente nominal I_n del fusible será utilizando las siguientes expresiones según la Guía BT-22:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- I_B es la corriente para la que se ha diseñado el cable.
- I_n es la corriente asignada del dispositivo de protección.
- I_z es la corriente admisible del cable.

- I_f es la corriente de funcionamiento que para los fusibles toma los siguiente valores:

$$\begin{aligned} I_f &= 1,60 \cdot I_n & \text{si} & \quad I_n \geq 16 \text{ A} \\ I_f &= 1,90 \cdot I_n & \text{si} & \quad 4 \text{ A} < I_n \leq 16 \text{ A} \\ I_f &= 2,10 \cdot I_n & \text{si} & \quad I_n \leq 4 \text{ A} \end{aligned}$$

Para el tramo seleccionado, los datos que se utilizarán son los siguientes:

I_B	110,98 A
I_z	125,00 A
I_n	125,00 A
I_f	200,00 A

Tabla 27: Valores de las intensidades a emplear en las ecuaciones del cálculo de fusibles.

Según estos valores, no se cumplirían las desigualdades de la intensidad nominal y en ese caso, habría que aumentar la sección del cable. Si se quiere evitar este recálculo de sección y por consiguiente, tener que emplear un cable más grande, y como sabemos que las restricciones de los fusibles a la hora de tratar con intensidades son más fuertes que las de los interruptores automáticos magnetotérmicos, utilizaremos en todas las zonas a proteger interruptores dado que no es imprescindible utilizar solo fusibles. Además, los IA presentan la ventaja de poder restaurar el sistema una vez que se haya reparado la avería sin tener que sustituir el elemento de protección.

Para realizar la selección del interruptor adecuado se utilizan las mismas expresiones que para la selección de fusibles salvo para la obtención de la intensidad I_f que en este caso es:

$$I_f = 1,45 \cdot I_n$$

En este caso, sería posible mantener la sección de los cables y utilizar un IA magnetotérmico con una corriente de corte de 125A.

Los tramos restantes para colocar los interruptores serían el tramo que conecta el grupo electrógeno y el inversor/cargador, y el tramo que va desde los módulos FV al regulador de carga.

En la siguiente tabla se muestran todos los datos necesarios y con ellos, la corriente nominal de corte del IA.

Conexiones	I_B	I_z	I_n	I_f
Módulos FV – Regulador de carga	43,65 A	50 A	50 A	72,5 A
Grupo electrógeno – Inversor/Cargador	34,46 A	50 A	40 A	58 A
Baterías – Inversor/Cargador	110,98	125 A	125 A	200 A

Tabla 28: Resultados de las corrientes necesarias para realizar el cálculo de cada IA en cada tramo.

Con estos valores e interruptores seleccionados damos por finalizado el dimensionado global del sistema.

Capítulo 4

4. MEMORIA ECONÓMICA

El análisis de la rentabilidad económica de un proyecto es fundamental para comprobar la conveniencia de realizar la inversión requerida.

En el presente estudio es muy complicado determinar los años que se tardará en recuperar todo el dinero invertido dado que, antes de la presente instalación, se utilizaba únicamente un grupo electrógeno de gasolina para las pocas cargas que existían en la vivienda y otro motor de gasolina para sacar agua del pozo, y así poder regar.

Este uso de los motores de gasolina era esporádico porque no se encontraban en el lugar de consumo al tener la posibilidad de transportarlo entre dos personas. Además hay que tener presente el elevado gasto económico que supone que esté en funcionamiento durante todo el día o gran parte de él con las emisiones contaminantes que libera.

En este proyecto se han evaluado cargas que no existían en la comunidad dado que era económicamente inviable alimentar con un grupo de gasolina, las veinticuatro horas del día, todas las cargas ahora presentes. Un ejemplo de este tipo de cargas es el frigorífico, que necesita alimentación ininterrumpida de la red eléctrica.

Aparte, la frecuencia con la que se visita la parcela ha ido en aumento viendo necesaria por tanto, la realización de este dimensionado e instalación, donde en gran medida ha influido la comodidad de no tener que estar transportando el grupo electrógeno de un sitio a otro para disponer de electricidad en la parcela.

Con todo esto se quiere decir que se realizará un análisis del coste total detallado de la instalación dando por supuesto que la alimentación eléctrica completa de la parcela por medio de un motor de combustible es inviable económica y medioambientalmente.

Por todo lo descrito anteriormente, en la siguiente página se va a realizar en detalle el cálculo del coste de la instalación fotovoltaica.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTE TOTAL
Módulos FV YL265P-29b	9 u	195,60 €/u	1.760,37 €
Inversor/Cargador Multiplus 48/5000/70	1 u	1.965,20 €/u	1.965,20 €
BlueSolar MPPT 150/45-Tr	1 u	380,21 €/u	380,21 €
Panel de control GX	1 u	445,51 €/u	445,51 €
Monitor de batería BMV-702	1 u	153,78 €/u	153,78 €
Sensor de temperatura para BMV-702	1 u	15,21 €/u	15,21 €
Estructura ajustable de aluminio anodizado	2 u	201,51 €/u	403,03 €
Batería Vesna 2V 7 OPzS 490Ah C10	24 u	204,60 €/u	4.910,40 €
			10.033,73 €
Cable unifilar 0,6/1kV de 4 mm ²	345 m	0,45 €/m	155,25 €
Cable unifilar 0,6/1kV de 10 mm ²	72 m	1,00 €/m	72,00 €
Cable unifilar 0,6/1kV de 25 mm ²	5 m	2,40 €/m	12,00 €
Cable unifilar 0,6/1kV de 50 mm ²	10 m	5,70 €/m	57,00 €
			296,25 €
Tubo rígido PVC Ø20 mm	85 m	0,17 €/m	14,45 €
Tubo rígido PVC Ø25 mm	24 m	0,22 €/m	5,28 €
Tubo rígido PVC Ø50 mm	5 m	0,61 €/m	3,05 €
			22,78 €
IA magnetotérmico I _n = 40A	1 u	94,15 €/u	94,15 €
IA magnetotérmico I _n = 50A	1 u	181,04 €/u	181,04 €
IA magnetotérmico I _n = 125A	1 u	234,06 €/u	234,06 €
			509,25 €
Puesta a tierra			169,40 €
Mano de obra			193,60 €
Portes			78,65 €
Coste de ingeniería			2016,00 €
TOTAL			13.319,66 €

Tabla 29: Detalle de los costes de la instalación fotovoltaica.

Según los expertos del sector, el coste total de la instalación fotovoltaica aislada va ligado al consumo que se hace en el mes “peor”, es decir, en el mes utilizado en el diseño y suele ser de 1,25 – 1,30 € por cada vatio-hora de consumo de ese mes, por lo que el coste total de esta instalación debería rondar los 14.000 - 15.000 €.

En el presente proyecto, el consumo medio mensual a partir de los datos de un año tiene un valor de 9.161,42 Wh pero, al haber realizado el dimensionado para el mes “peor”, debemos utilizar el consumo de dicho mes para ver si nos mantenemos cerca del coste típico. Este mes “peor” es el mes de diciembre que tiene un consumo de 11.498,51 Wh, por lo que se puede decir que el coste total de la instalación es el adecuado según la situación actual.

Lo habitual en este tipo de instalaciones es que los porcentajes del coste de cada material con respecto al coste total sean próximos a los siguientes valores que se muestran en la columna “% IDEAL”:

	% IDEAL	% REAL
Módulos FV	16%	15,57%
Inversor/Cargador	20%	17,39%
Regulador de carga	7%	3,36%
Monitorización	4%	5,30%
Estructura ajustable de aluminio anodizado	4%	3,57%
Baterías estacionarias Vesna	40%	43,44%
Material eléctrico	8%	8,96%
Otros	1%	2,41%
TOTAL	100,00%	100,00%

Tabla 30: Comparación entre los costes ideales y reales de la instalación en porcentajes.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el coste real de cada componente de la instalación es muy cercano al coste ideal, habiendo solamente diferencias más notables en el coste del regulador de carga, inversor/cargador y baterías estacionarias, con una diferencia máxima del 3,64 % entre costes.

Con los valores reales de la Tabla 30 se ha realizado el siguiente gráfico donde se muestra de una visualmente más clara la diferencia entre costes comprobando cuáles son los elementos más costosos en nuestra instalación fotovoltaica aislada.

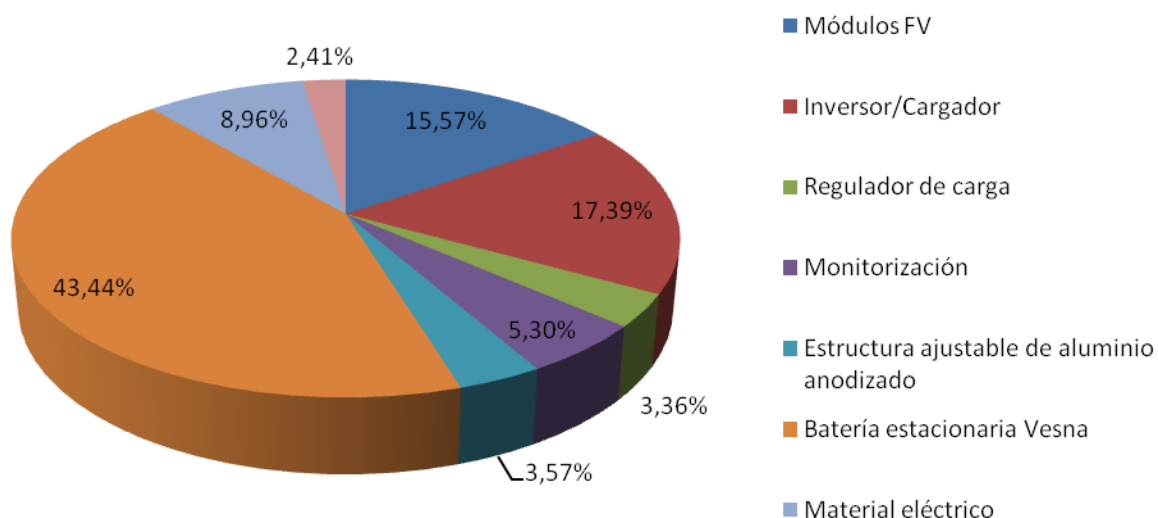


Ilustración 30: Comparación del coste de cada elemento con respecto al coste total de la instalación.

Una vez analizados los costes en detalle, se va a realizar un cálculo para comprobar el gasto económico que supondría abastecer energéticamente la parcela, con las cargas actuales, mediante el grupo electrógeno de gasolina. Para ello, sabemos que el grupo electrógeno actualmente consume un depósito de 6 litros, aproximadamente, por cada día de estancia con una actividad normal. Además se debe conocer el precio medio de estos años de la gasolina, en particular de la gasolina sin Plomo 95 por su menor precio con respecto a la gasolina sin Plomo 98, para obtener el mínimo coste que supondría.

La evolución histórica de precios durante los últimos seis años en Toledo ha sido de forma senoidal, teniendo como precio máximo de este periodo 1,444 €/litro en el año 2013. El año pasado, se registró una precio medio de 1,172 €/litro. En lo que llevamos de 2017, el precio medio de la gasolina sin Plomo 95 ha subido a 1,230 €/litro, anunciándonos un posible cambio en la tendencia de los últimos años para volver a subir de precio.

En el cálculo del coste que supondría en la parcela abastecer solo con este tipo de recurso energético se va a utilizar la media entre los precios del combustible de estos seis años analizados (1,338 €/litro) para comprobar que, sin lugar a dudas, en menos de ocho años se amortizaría la inversión.

Meses	Días de estancia	Coste semanal [€]	Coste mensual [€]
Enero	3	24,08	106,66
Febrero	3	24,08	96,34
Marzo	4	32,11	142,21
Abril	4	32,11	137,62
Mayo	5	40,14	177,76
Junio	5	40,14	172,03
Julio	5	40,14	177,76
Agosto	5	40,14	177,76
Septiembre	4	32,11	137,62
Octubre	4	32,11	142,21
Noviembre	3	24,08	103,22
Diciembre	3	24,08	106,66
ANUAL			1677,85

Tabla 31: Análisis del coste de combustible para el abastecimiento único con el grupo electrógeno.

Con estos últimos datos, se da por finalizado el estudio económico de la instalación remarcando que:

- Es poco viable abastecerse únicamente con el grupo electrógeno de gasolina ya que presenta el inconveniente del alto coste aparte de las emisiones contaminantes que vierte a la atmósfera, la contaminación acústica que supone, la escasa comodidad de tener que repostar de combustible constantemente y almacenarlo, como la peligrosidad que eso conlleva. Como ya sabemos, el sistema fotovoltaico aislado tiene la ventaja del coste con respecto al grupo electrógeno dado que la inversión se amortizaría en menos de ocho años, es decir, en la mitad de la vida útil del sistema en su conjunto, lo que supone un ahorro de unos 13.300 € en gasto único de combustible.
- La mayor parte del coste de la instalación corresponde con el alto precio de las baterías estacionarias de Pb-Ac, por eso debemos hacer un uso correcto de ellas, para que su duración con buen rendimiento sea lo más larga posible, haciendo que el sistema en su conjunto tenga una vida útil cercana a los 20 años y poder ahorrar entonces cerca de 20.000 €.

Capítulo 5

5. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

5.1. Referencias empleadas en Ilustraciones y Tablas

- [1] ABB, 2011. *Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 10. Plantas fotovoltaicas.*
<http://www.abb.es/abblibrary/DownloadCenter/>
- [2] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Febrero 2009.
Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.
- [3] REVE, 2013. *El futuro es de las energías renovables.*
<https://www.evwind.com/2013/01/16/el-futuro-es-de-las-energias-renovables/>
- [4] SMA, 2013. *Suministro de electricidad en redes solares aisladas y de respaldo.*
Compendio tecnológico 2. Publicación de SMA Solar Technology AG.

- [5] ENERSAVE – Ingeniería de Ahorro Energético. <http://enersave.es/medicion-neta/energia-solar>
- [6] Ingemecánica. Tutorial semanal N° 192. *Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda*. S.f.: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html>
- [7] Victron Energy: <https://www.victronenergy.com.es/>
- [8] Departamento de Ingeniería Eléctrica, E.P.S. de Leganés de la Universidad Carlos III de Madrid, G.I.T.I.: *Sistemas Eléctricos Sostenibles*. Curso 2015/2016.
- [9] SUNLIGHT, Reliable Battery Solutions. www.systems-sunlight.com/
- [10] NATURA ENERGY SpA. www.naturaenergy.cl
- [11] TOP CABLE, S.A. <http://www.topcable.com/es/>
- [12] Grupos de Presión: <http://www.gruposdepresion.info/documents/>
- [13] Caprari, 2016. *Sector doméstico 05/16*. Publicación de Bombas Caprari, S.A. <http://www.caprari.es/>
- [14] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [15] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Julio 2011. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* (pp. 31-46).
- [16] JUNKERS. www.junkers.es
- [17] Reglamento electrotécnico para baja tensión, REBT de 2002 (BOE 18.09.02). Reglamentación relativa a Instrucciones Técnicas Complementarias.

5.2. Referencias empleadas en la captación de información básica para la realización del proyecto.

- [18] Vegas Portero, Alberto, 2009. Proyecto fin de carrera: *“Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en un edificio”*.
- [19] BetSolar, Distribuidor Técnico de Material Fotovoltaico: <https://betsolar.es/>
- [20] Yingli Green Energy Spain, S.L.U.: <http://www.yinglisolar.com/es/>
- [21] Techno Sun S.L.: <http://www.technosun.com/es/index.php>
- [22] Enerpoint: <http://www.enerpoint.es/>
- [23] El Periódico de la Energía: <http://elperiodicodelaenergia.com/>
- [24] Hunter Industries: <https://www.hunterindustries.com/es>
- [25] Agromática. *Lo que debes saber sobre el riego a presión*. S.f. <https://www.agromatica.es/el-riego-a-presion/>
- [26] Ingemecánica. Tutorial semanal N° 207. *Cálculo de una Instalación de Riego por Goteo*. S.f.: <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn207.html>
- [27] Visor SIGPAC V3.1: <http://sigpac.mapama.gob.es/fega/visor/>
- [28] Curso de Energía Solar Fotovoltaica, Universidad de Jaén, 2005. <https://www.ujaen.es>
- [29] UNEF, Unión Española Fotovoltaica. *Informe Anual 2016. El tiempo de la energía solar fotovoltaica*. <https://unef.es>
- [30] Schneider Electric: <https://www.schneider-electric.es>
- [31] FERROPLAST. *Sistemas de presión en polietileno*. <http://www.ferroplast.es/pdf>
- [32] MASLOWATEN. *Especificaciones Técnicas para Sistemas de Riego Fotovoltaico*. <http://maslowaten.eu/>
- [33] Ayerbe Industrial de Motores: <http://www.ayerbe.net/>

Capítulo 6

6. CONCLUSIONES

Tras varios meses de mucha dedicación y empeño, se da por finalizado un trabajo que ha supuesto en mí todo un reto a la hora de dimensionar y realizar la futura puesta en marcha de un sistema fotovoltaico en una parcela aislada de red.

Los conocimientos adquiridos y el contacto constante con el entorno de las energías renovables, y muy en especial, con la energía solar fotovoltaica, han despertado un interés en mí en el sector que ha hecho que siga formándome en esta temática y que mi principal búsqueda de salida laboral sea trabajar para dicho sector.

Este proyecto es solamente el germen de los futuros estudios que me gustaría realizar utilizando la energía solar (fotovoltaica y térmica) y la energía eólica, aparte del almacenamiento apropiado, para abastecer a pequeñas comunidades energéticamente sin emplear ningún tipo de combustible fósil, y en primer lugar, realizarlo para la parcela de esta instalación, sustituyendo en un futuro el grupo electrógeno por un pequeño generador eólico.

Por último, quiero agradecer el especial apoyo que he recibido por parte de mi tutora de TFG Mónica Chinchilla durante la realización de este trabajo, y sobre todo a mi familia, que en todo momento ha sabido cómo sacar lo mejor de mí.



Capítulo 7

7. ANEXOS

7.1. Consumo eléctrico mensual de las cargas de la vivienda.

En las siguientes tablas se muestra el consumo detallado de cada carga de la parcela además de los autoconsumos del regulador, del inversor/cargador y de la monitorización elegidos en la instalación de forma mensual:

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Enero	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	350,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	125,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	175,0
	Iluminación	Era	300,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Radiador	Comedor	6000,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	120,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			9998,5

Tabla 32: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de enero.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Febrero	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	350,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	125,0
	Iluminación	Delante de la casa	90,0
	Iluminación	Patio	140,0
	Iluminación	Era	300,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Radiador	Comedor	4000,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	120,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			7948,5

Tabla 33: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de febrero.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Marzo	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	280,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	100,0
	Iluminación	Delante de la casa	90,0
	Iluminación	Patio	140,0
	Iluminación	Era	300,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Radiador	Comedor	2000,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	120,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			5853,5

Tabla 34: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de marzo.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Abril	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	245,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	100,0
	Iluminación	Delante de la casa	90,0
	Iluminación	Patio	175,0
	Iluminación	Era	400,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	240,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4073,5

Tabla 35: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de abril.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Mayo	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	245,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	125,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	175,0
	Iluminación	Era	500,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	60,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	240,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4243,5

Tabla 36: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de mayo.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Junio	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	280,0
	Iluminación	Entrada camino	80,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	150,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	245,0
	Iluminación	Era	700,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	60,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	480,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4833,5

Tabla 37: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de junio.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Julio	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	280,0
	Iluminación	Entrada camino	80,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	150,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	245,0
	Iluminación	Era	700,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	60,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Ventilador	Comedor	100,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	480,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4933,5

Tabla 38: Consumo de todas las cargas de la vivienda en el mes de julio.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Agosto	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	280,0
	Iluminación	Entrada camino	80,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	150,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	245,0
	Iluminación	Era	700,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	60,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Ventilador	Comedor	100,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	480,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4933,5

Tabla 39: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de agosto.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Septiembre	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	245,0
	Iluminación	Entrada camino	80,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	150,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	245,0
	Iluminación	Era	700,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	60,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Comedor	480,0
	Autoconsumo	Era	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4798,5

Tabla 40: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de septiembre.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Octubre	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	245,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	100,0
	Iluminación	Delante de la casa	90,0
	Iluminación	Patio	175,0
	Iluminación	Era	400,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	240,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			4073,5

Tabla 41: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de octubre.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Noviembre	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	350,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	125,0
	Iluminación	Delante de la casa	90,0
	Iluminación	Patio	140,0
	Iluminación	Era	300,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Radiador	Comedor	4000,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	120,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			7948,5

Tabla 42: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de noviembre.

Mes	Cargas	Lugar	Consumo [Wh/día]
Diciembre	Iluminación	Dormitorio Izquierda	40,0
	Iluminación	Dormitorio Derecha	40,0
	Iluminación	Sala herramientas	10,0
	Iluminación	Baño	10,0
	Iluminación	Comedor	350,0
	Iluminación	Entrada camino	60,0
	Iluminación	Detrás de la casa	15,0
	Iluminación	Al lado de la casa	125,0
	Iluminación	Delante de la casa	105,0
	Iluminación	Patio	175,0
	Iluminación	Era	300,0
	Iluminación	Habitación Baterías	2,5
	Iluminación	Paseo pozo	30,0
	Frigorífico	Comedor	900,0
	Televisión	Comedor	135,0
	Radiador	Comedor	6000,0
	Microondas	Comedor	330,0
	Ordenador	Comedor	560,0
	Equipo de música	Era	120,0
	Autoconsumo	Color Control GX	74,9
	Autoconsumo	BMV 702	4,6
	Autoconsumo	Regulador MPPT	11,5
	Autoconsumo	Inversor/Cargador	600,0
			9998,5

Tabla 43: Consumo de todas las cargas de la vivienda
en el mes de diciembre.

7.2. Ficha técnica de los módulos fotovoltaicos de YINGLI SOLAR

YINGLI SOLAR

YGE

60 CELL

SERIES 2



EFICIENCIA DE LA CÉLULA

18.5%

GARANTÍA DE PRODUCTO

10 AÑOS

TOLERANCIA DE POTENCIA

0-5W

Garantía lineal a 25 años



Años	Garantía lineal de potencia Yingli (%)	Garantía estándar del sector (%)
0	97.5	91.2
5	96.5	89.7
10	95.5	88.2
15	94.5	86.7
20	93.5	85.2
25	91.2	80.7

YINGLISOLAR.COM



RENDIMIENTO Y VERSATILIDAD DEMOSTRADOS

Sometida a pruebas independientes que demuestran la calidad de los productos y la fiabilidad a largo plazo. Millones de sistemas fotovoltaicos instalados por todo el mundo demuestran el liderazgo de Yingli en el sector.



Durabilidad

Módulos Fotovoltaicos duraderos, probados independientemente en condiciones ambientales adversas tales como la exposición al ambiente salino, amoníaco y factores de riesgo del PID conocidos.



Vidrio avanzado

Nuestro vidrio de alto nivel de transmisión incorpora un exclusivo revestimiento antirreflectante que dirige más luz hacia las células solares y genera un mayor rendimiento energético.



El tamaño de módulo más vendido

Este tamaño es el más demandado por millones de bancos e inversores y el más indicado para la práctica totalidad de aplicaciones fotovoltaicas.



Resistente al PID

Probados conforme al borrador de la norma IEC 62804, nuestros Módulos Fotovoltaicos han demostrado ser resistentes al PID (Degradación por Potencia Inducida), que se traduce en seguridad para su inversión.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE:YGE), conocida como "Yingli Solar", es uno de los fabricantes líderes de paneles solares con la misión de ofrecer energía verde asequible para todos. Con más de 60 millones de paneles solares en todo el mundo, Yingli Solar hace posible la energía solar en comunidades en todo el mundo gracias a su experiencia global en fabricación y logística para abordar retos locales específicos.

YGE 60 CELL SERIES 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)								
Tipo de módulo			YLxxxP-29b (xxx=P _{max})					
Potencia de salida	P _{max}	W	275	270	265	260	255	250
Tolerancias de potencia de salida	ΔP _{max}	W	0 / + 5					
Eficiencia del módulo	η _m	%	16.9	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	31.0	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8.90	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37.9	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6

STC: 1000 W/m² de irradiación, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3.
Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m² según la EN 60904-1.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)								
Potencia de salida	P _{max}	W	200.6	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	28.2	28.0	27.8	27.6	27.4	27.2
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	7.12	7.04	6.96	6.87	6.79	6.71
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	35.0	35.0	34.9	34.8	34.8	34.7
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7.56	7.49	7.42	7.35	7.28	7.21

TONC: temperatura operativa del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de irradiación, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	TONC	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperatura coeficiente de I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05

CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (ej. nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	2400Pa
Max. impacto por granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Células solar (cantidad / tipo / dimensiones / número de busbar)	60 / silicio monocristalino / 156 mm x 156 mm / 3 o 4
Marco (material/color/color de anodizado/sellado de bordes)	Aluminio anodizado
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección transversal)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4/IP68 o YT08-1/IP67 o Amphenol H4/IP68 o Phoenix Contact SUNCLIX/IP67

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora del producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un único módulo y no forman parte de la oferta, sirven solo para su comprobación entre diferentes tipos de módulos.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADO S

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



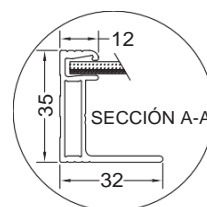
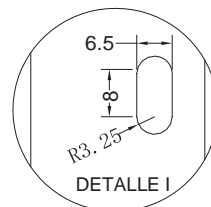
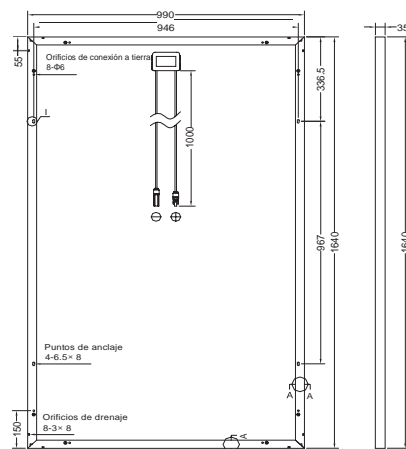
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (Longitud / Ancho / Alto)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18.5kg

ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE

Número de módulos por palé	30
Número de palés por contenedor de 40'	28
Dimensiones de la caja de embalaje (L/A/A)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso de la caja	588kg

Unidad: mm



Advertencia: Lea el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar u operar módulos de Yingli Solar.

Partners de Yingli:

Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

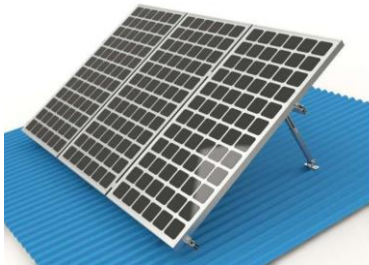
YINGLISOLAR.COM



7.3. Ficha técnica de la estructura de aluminio de TECHNO SUN

TECHNO SUN

FLAT ROOF RACKING SYSTEM



Adjustable System



Fixed System

FLAT ROOF RACKING SYSTEM



Introduction

Flat Roof Racking system is developed to mount the module tilt a certain angle on a flat roof or ground. You can have the fixed or adjustable angle solution as 10-15deg, 15-30deg and 30-60deg according to your exact requirement. The system consists of aluminum rail, D-module, clamps and legs which can be pre-assembled to make the installation easy and quick for saving your labor cost and time. Besides, the customized length of rail will not require onsite weld and cut, keeping the appearance entirely, structural strength and anti-corrosive performance.

COMPONENTS

Adjustable Tilt System



Legs

Benefits

Easy Installation

D-module can be put into Rail from any position, so the parts can be pre-assembled on factory to save your install time on site.

Flexibility and Compatible

Rail and its accessories can be installed with the most solar panels on the difference condition.

Safety and Reliability

The racking systems can stand up to the extreme weather complied with the AS/NZS 1170 and other international structure load standards by skilled engineers. The main support components have also been tested to guarantee its structure and load-carrying capacity.

Technical Information

Install Site	Low profile roof or open field
Tilt Angle	10deg ~ 60deg
Building Height	up to 20m
Max Wind Speed	up to 60m/s
Snow Load	up to 1.4KN/m ²
Standards	AS/NZS 1170 & DIN 1055 & Other
Material	Aluminum alloy & Stainless Steel
Color	Natural
Anti-corrosive	Anodized
Warranty	Ten years warranty
Duration	More than 20 years

7.4. Ficha técnica del regulador de carga de VICTRON ENERGY



Controladores de carga BlueSolar con conexión roscada- o MC4 PV MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

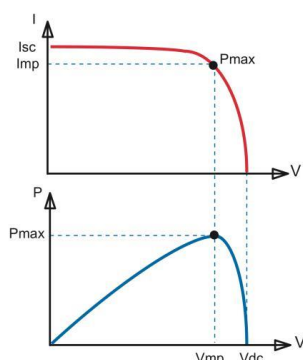
www.victronenergy.com



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-Tr



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:
Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V).
El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:
Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida.
Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "Mochila inteligente de conexión VE.Direct a Bluetooth"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Corriente de cortocircuito máxima FV 2)	50A	50A	50A	70A	70A
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	10mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -68 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm²/AWG2 (modelos Tr), Dos conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos de hasta 150/70) Tres conjuntos de conectores MC4 MC4 (modelos 150/85 y 150/100)				
Bornes de batería	35 mm² / AWG2				
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103mm Modelos MC4: 246 x 295 x 103mm	
ESTÁNDARES					
Seguridad	EN/IEC 62109				
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada. 1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V. 2) Un sistema FV con una corriente de cortocircuito más alto dañaría el controlador. 3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares. Corriente máxima por conector MC4: 30A (los conectores MC4 están conectados en paralelo a un rastreador MPPT)					

7.5. Ficha técnica del inversor - cargador de VICTRON ENERGY



Inversor/cargador MultiPlus

800VA – 5kVA

Compatible con baterías de Lítio-Ion

www.victronenergy.com



MultiPlus
24/3000/70

Multi funcional, con gestión de potencia inteligente

El MultiPlus reúne, en una sola carcasa compacta, un potente inversor sinusoidal, un sofisticado cargador de baterías con tecnología adaptable y un conmutador de transferencia de CA de alta velocidad. Además de estas funciones principales, el MultiPlus dispone de varias características avanzadas, tal y como se describe más abajo.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El MultiPlus se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del MultiPlus le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo (segunda salida disponible sólo en los modelos con conmutador de transferencia de 50A).

Potencia prácticamente ilimitada gracias al funcionamiento en paralelo

Hasta 6 Multis pueden funcionar en paralelo para alcanzar una mayor potencia de salida. Seis unidades 24/5000/120, por ejemplo, darán una potencia de salida de 25 kW/30 kVA y una capacidad de carga de 720 amperios.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Además de la conexión en paralelo, se pueden configurar tres unidades del mismo modelo para una salida trifásica. Pero eso no es todo: se pueden conectar en paralelo hasta 6 juegos de tres unidades que proporcionarán una potencia de salida de 75 kW / 90 kVA y más de 2000 amperios de capacidad de carga.

PowerControl – Potencia limitada del generador, del pantalán o de la red

El Multi es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la red del pantalán (casi 10 A por cada Multi de 5kVA a 230 VCA). En el Panel Multi Control puede establecerse una corriente máxima proveniente del generador o del pantalán. El MultiPlus tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantalán.

PowerAssist – Aumento de la capacidad eléctrica del pantalán o del generador

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión. Permite que el MultiPlus complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, MultiPlus compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantalán o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Cargador variable de cuatro etapas y carga de bancadas de baterías dobles

La salida principal proporciona una potente carga al sistema de baterías por medio de un avanzado software de "carga variable". El software ajusta con precisión el proceso automático de tres etapas adaptándose a las condiciones de la batería y añade una cuarta etapa para prolongados periodos de carga lenta. El proceso de carga variable se describe con más detalle en la hoja de datos del Phoenix Charger y en nuestro sitio web, en el apartado "Información Técnica". Además de lo anterior, el MultiPlus puede cargar una segunda batería utilizando una salida de carga limitada independiente, pensada para cargar una batería de arranque del motor principal o del generador (dicha salida disponible únicamente en los modelos de 12V y 24V).

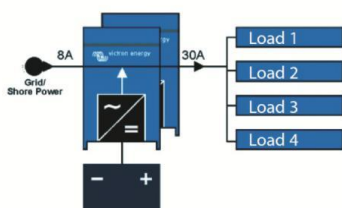
La configuración del sistema no puede ser más sencilla

Una vez instalado, el MultiPlus está listo para funcionar.

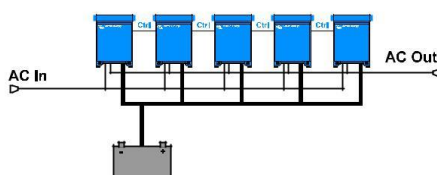
Si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un nuevo procedimiento de configuración del conmutador DIP. Con los conmutadores DIP se puede incluso programar el funcionamiento en paralelo y el trifásico: ¡sin necesidad de ordenador! También se puede utilizar un VE.Net en vez de los conmutadores DIP.

Y hay disponible un sofisticado software (VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator) para configurar varias nuevas y avanzadas características.

PowerAssist con 2 MultiPlus en paralelo



Cinco unidades en paralelo: potencia de salida 25 kVA



MultiPlus	12 voltios 24 voltios 48 voltios	C 12/800/35 C 24/800/16	C 12/1200/50 C 24/1200/25	C 12/1600/70 C 24/1600/40	C 12/2000/80 C 24/2000/50	12/3000/120 24/3000/70 48/3000/35	24/5000/120 48/5000/70
PowerControl		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
PowerAssist		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Conmutador de transferencia (A)		16	16	16	30	16 ó 50	100
Funcionamiento en paralelo y en trifásico		Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
INVERSOR							
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33 V 38 – 66 V						
Salida	Tensión de salida: 230 VAC ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1% (1)						
Potencia cont. de salida a 25 °C (VA) (3)	800	1200	1600	2000	3000	5000	
Potencia cont. de salida a 25 °C (W)	700	1000	1300	1600	2500	4500	
Potencia cont. de salida a 40 °C (W)	650	900	1200	1450	2200	4000	
Pico de potencia (W)	1600	2400	3000	4000	6000	10.000	
Eficacia máxima (%)	92 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95	
Consumo en vacío (W)	8 / 10	8 / 10	8 / 10	9 / 11	15 / 15 / 16	25 / 25	
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	5 / 8	5 / 8	5 / 8	7 / 9	10 / 10 / 12	20 / 20	
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	2 / 3	2 / 3	2 / 3	3 / 4	4 / 5 / 5	5 / 6	
CARGADOR							
Entrada CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 V CA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1						
Tensión de carga de 'absorción' (V CC)	14,4 / 28,8 / 57,6						
Tensión de carga de flotación (V CC)	13,8 / 27,6 / 55,2						
Modo de almacenamiento (V CC)	13,2 / 26,4 / 52,8						
Corriente de carga batería casa (A) (4)	35 / 16	50 / 25	70 / 40	80 / 50	120 / 70 / 35	120 / 70	
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)						
Sensor de temperatura de la batería	sí						
GENERAL							
Salida auxiliar (A) (5)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí (16A)	Sí (25A)	
Relé programable (6)	Sí						
Protección (2)	a - g						
Puerto de comunicacion VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema						
Puerto com. de uso general (7)	n. d.	n. d.	n. d.	n. d.	Sí (8)	Sí	
Remote on-off	Sí						
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -20 a + 50°C (refrigerado por aire) Humedad (sin condensación) : máx. 95%						
CARCASA							
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Categoría de protección: IP 21						
Conexiones de la batería	cables de batería de 1,5 metros			Pernos M8	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 230 V CA	Conector G-ST18i			Abrazadera de resorte	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)		
Peso (kg)	10	10	10	12	18	30	
Dimensiones (al x an x p en mm.)	375x214x110			520x255x125	362x258x218	444x328x240	
NORMATIVAS							
Seguridad	EN 60335-1, EN 60335-2-29						
Emisiones / Inmunidad	EN55014-1, EN 55014-2, EN 61000-3-3						
Directiva de automoción	2004/104/EC						
1) Puede ajustarse a 60 Hz; 120 V 60 Hz si se solicita							
2) Claves de protección:							
a) cortocircuito de salida							
b) sobrecarga							
c) tensión de la batería demasiado alta							
d) tensión de la batería demasiado baja							
h) temperatura demasiado alta							
f) 230 V CA en la salida del inversor							
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta							
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1							
4) a 25 °C de temperatura ambiente							
5) Se desconecta si no hay fuente CA externa disponible							
6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como alarma general, subvoltaje CC o señal de arranque para el generador							
Capacidad nominal CA: 230V/4A							
Capacidad nominal CC: 4A hasta 35VDC, 1A hasta 60VDC							
7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Lito-Ion							



Multi Control Digital

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Panel Blue Power

Se conecta a un Multi o a un Quattro y a todos los dispositivos VE.Net, en particular al controlador de baterías VE.Net.

Representación gráfica de corrientes y tensiones. display of currents and voltages.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:

- Convertidor MK2.2 VE.Bus a RS232

Se conecta al puerto RS232 de un ordenador (ver "Guía para el VEConfigure")

- Convertidor MK2-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver Guía para el VEConfigure")

- Convertidor VE.Net a VE.Bus

Interfaz del VE.Net (ver la documentación VE.Net)

- Convertidor VE.Bus a NMEA2000

- Victron Global Remote

El Global Remote es un módem que envía alarmas, avisos e informes sobre el estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar datos de monitores de baterías Victron, Multi, Quattro e inversores a una web mediante una conexión GPRS. El acceso a esta web es gratuito.

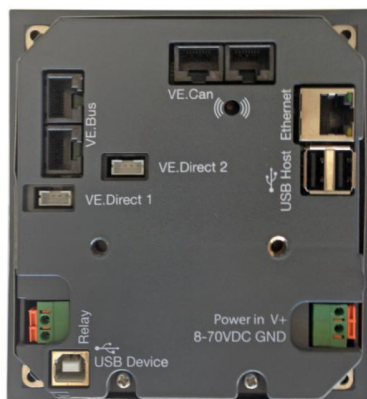
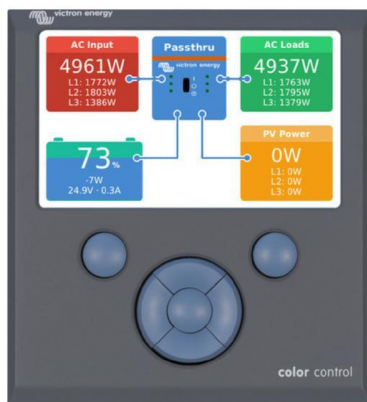
- Victron Ethernet Remote

Para conectar a Ethernet.

Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo, como la fórmula Peukert, para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería. Hay varios modelos disponibles (ver la documentación del monitor de baterías).

7.6. Ficha técnica del Color Control GX de VICTRON ENERGY



Color Control GX

El Color Control (CCGX) ofrece un control y monitorización intuitivos de todos los productos que se le conectan. La lista de productos Victron que pueden conectarse es interminable: Inversores, Multis, Quattros, todos nuestros cargadores solares MPPT más recientes, BMV-700, BMV-600, Lynx Ion + Derivador y más.

Portal en línea VRM

El CCGX, además de monitorizar y controlar productos, también envía la información a nuestra página web gratuita de monitorización remota: el Portal en línea VRM. Para hacerse una idea de cómo funciona nuestro Portal en línea VRM, visite <https://vrn.victronenergy.com>, y pruebe nuestra demo. Más abajo en esta ficha técnica puede ver capturas de pantalla.

Funciones futuras

El CCGX dispone de un sinfín de posibilidades. Implantar y hacer realidad todas nuestras ideas llevará años. Por lo tanto, muchas características todavía no están disponibles. Las funciones marcadas "Función futura" ("Future function") estarán disponibles más adelante, con las distintas actualizaciones de firmware. Estas actualizaciones de firmware serán gratuitas, al igual que las actualizaciones de firmware de todos los productos de Victron. Actualizar el producto es fácil: el CCGX se actualiza automáticamente cuando está conectado a Internet. Las actualizaciones manuales pueden llevarse a cabo con memorias USB o tarjetas SD.

Productos compatibles

- Multis y Quattros, incluidos los sistemas trifásicos y de fase dividida. Seguimiento y control (On/Off y limitador de corriente). La modificación de ajustes todavía no es posible.
- BlueSolar MPPT 150/70 y MPPT 150/85. La salida solar actual se puede ver en la pantalla resumen, y todos los parámetros se registran en el Portal en línea VRM. Recuerde que la App VRM muestra un atractivo resumen con los datos del BlueSolar MPPT 150/70. Si se utilizan varios BlueSolar MPPT con VE.Can en paralelo, el Color Control mostrará toda la información junta. Consulte también nuestro blog sobre [sincronización de varios cargadores solares MPPT 150/70](#).
- Los cargadores solares BlueSolar MPPT con puerto VE.Direct (70/15, 75/15, 100/15, 100/30, 75/50, 100/50, 150/35) pueden conectarse a los puertos VE.Direct del CCGX. Se pueden conectar varios cargadores solares al mismo tiempo. Aparecerán como un cargador solar por separado en la lista de dispositivos.
- La familia BMV-700 puede conectarse directamente a los puertos VE.Direct del CCGX. Para ello, utilice el cable VE.Direct. [Consulte nuestra lista de precios.](#)
- La familia BMV-600 puede conectarse a los puertos VE.Direct del CCGX. Para ello, utilice el cable VE.Direct a BMV60xS. [Consulte nuestra lista de precios.](#)
- Lynx Ion + Derivador
- Derivador Lynx VE.Can
- Skylla-i
- Sensores de tanque NMEA2000
- Se puede conectar un GPS USB al puerto USB. La ubicación y la velocidad podrán verse en la pantalla y los datos se enviarán al Portal VRM con fines de localización. El mapa en el VRM mostrará la última posición.
- WiFi USB [Consulte nuestra lista de precios.](#)

Tenga en cuenta que existen más opciones para productos que utilicen los puertos VE.Direct, como los BMV y pequeños MPPT. También pueden conectarse por USB, muy útil cuando se necesita conectar más de dos productos. Utilice un concentrador USB disponible en el mercado, y el interfaz VE.Direct a USB ASS030530000.

Características destacables

- Cuando está conectado a internet, el CCGX se actualiza automáticamente si hay una nueva versión de software disponible.
- Varios idiomas: inglés, chino, alemán, italiano, español, francés, sueco y holandés.
- Utilice el CCGX como una pasarela Modbus-TCP hacia todos los productos Victron conectados. Consulte nuestras [Preguntas Más Frecuentes sobre Modbus-TCP](#) para más información.

Notas para usuarios actuales de VGR2 y VER

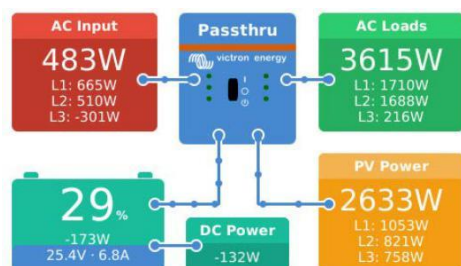
- Al contrario que el Victron Global Remote 2 (VGR2) y el Victron Ethernet Remote (VER), el CCGX almacena todos los datos localmente cuando se producen interrupciones en la red. Tan pronto como se restaure la conexión con el Portal en línea VRM, enviará automáticamente todos los datos guardados al portal. Los datos pueden analizarse en <https://vrn.victronenergy.com>.
- El Remote VEConfigure todavía no es compatible con el CCGX. Se espera que esta función esté disponible en el 1T de 2015. Será incluso mejor que el VGR2 y el VER: se podrán cambiar los asistentes y modificar sus ajustes.
- El sitio web local, tal y como lo presenta el VER, todavía no es compatible.
- El CCGX no dispone de módem GPRS: no se puede insertar una tarjeta SIM en el CCGX. Utilice un enrutador GPRS o 3G disponible en las tiendas. Consulte nuestro [blog sobre enrutadores 3G](#).

Más información

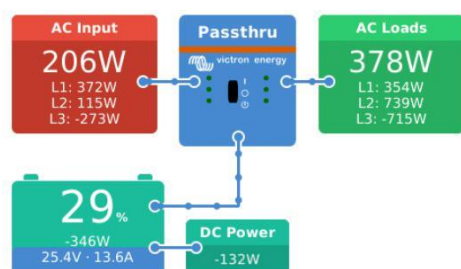
Para obtener ayuda con la instalación, lea el [manual Color Control GX](#) y visite la [página de Preguntas Más Frecuentes](#).

Color Control GX			
Rango de tensión de la fuente de alimentación	9 – 70 V CC		
Consumo de corriente	12 V CC	24 V CC	48 V CC
Desconectado	0 mA	0 mA	0 mA
Pantalla apagada	140 mA	80 mA	40 mA
Pantalla intensidad mínima	160 mA	90 mA	45 mA
Pantalla intensidad máxima	245 mA	125 mA	65 mA
Contacto sin tensión	3A / 30V CC / 250V CA (Normalmente abierta)		
	Puertos de comunicaciones		
VE.Direct	2 puertos VE.Direct separados – aislados		
VE.Can	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
VE.Bus	2 tomas RJ45 en paralelo – aisladas		
USB	2 puertos host USB – no aislados		
Ethernet	Toma RJ 45 10/100/1000MB – aislada excepto el apantallado		
	Interfaz de terceros		
Modbus-TCP	Utilice el Modbus-TCP para controlar todos los productos conectados al Color Control GX		
JSON	Utilice el VRM JSON API para obtener datos del Portal VRM		
	Otros		
Dimensiones externas (al x an x p)	130 x 120 x 28 mm		
Rango de temperatura de trabajo	-20 a +50 °C		

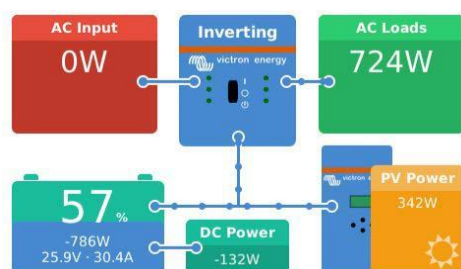
Resumen - Multi con inversor FV en salida (Hub-2)



Resumen - Multi



Resumen - Multi con MPPT 150/70



Menú principal

Device List		17:02
Lynx Ion	>	
Lynx Shunt 1000A VE.Can	>	
PV Inverter on AC Out	>	
Quattro 24/3000/70-2x50	>	
PV Inverter on output	>	
Notifications	>	
Pages	▼	Menu

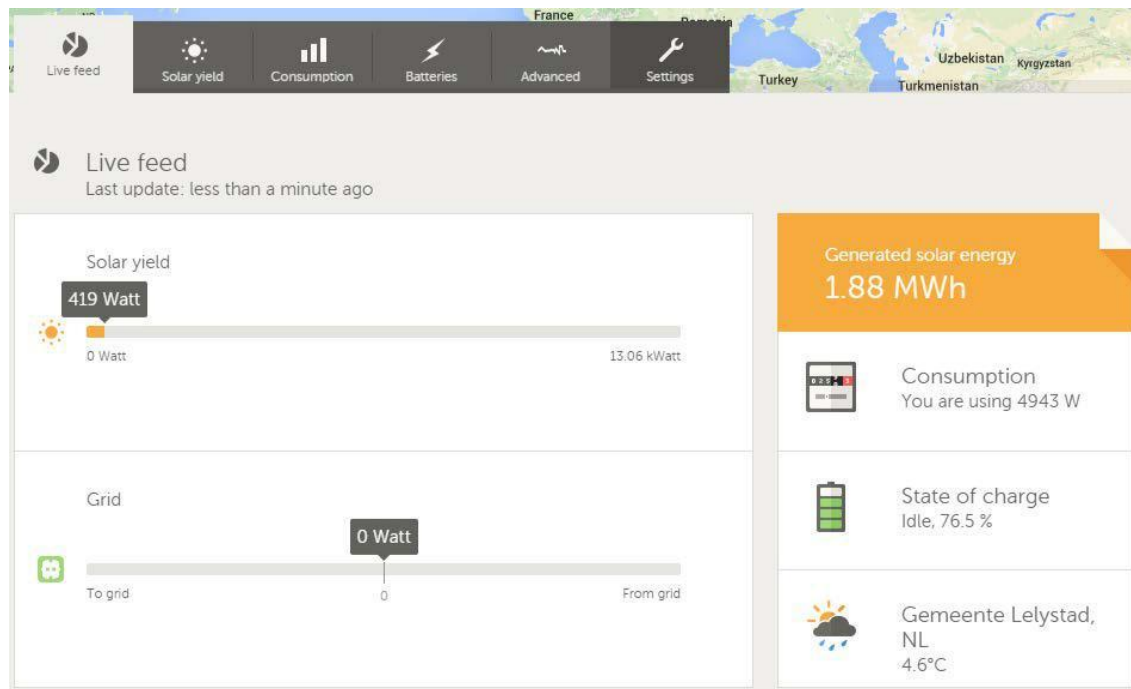
Notificaciones de alarma

Notifications		23:36
⚠	MultiPlus Compact 24/2000/50-30 Warning Inverter overload	2014-10-22 22:54
⚠	MultiPlus Compact 24/2000/50-30 Warning Inverter overload	2014-10-22 19:26
⚠	MultiPlus Compact 24/2000/50-30 Warning Inverter overload	2014-10-22 19:25
Pages		Menu

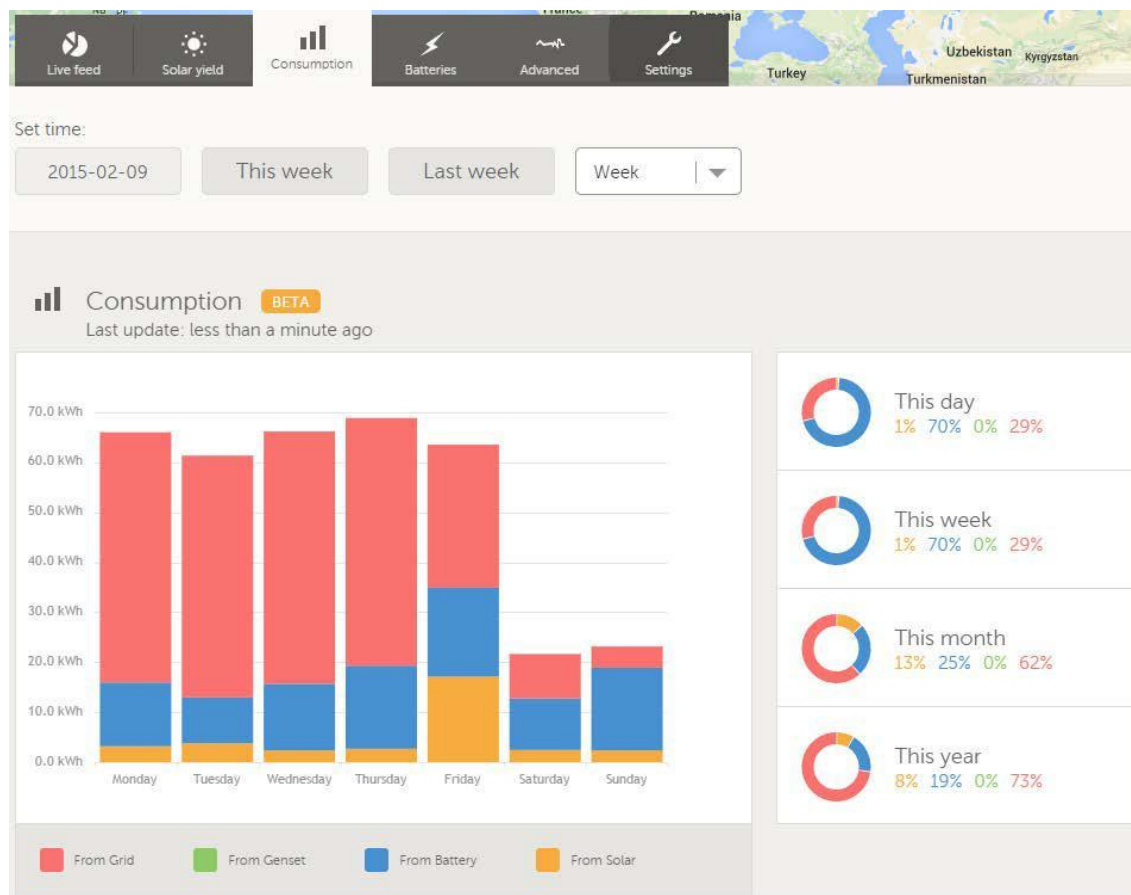
Resumen de los mosaicos - sistema Hub-2

BATTERY	SYSTEM	STATUS
29% discharging 775W 25.2V · 30.8A	HUB-2 Assisting	12:16
AC INPUT	AC LOADS	PV INVERTER
894W L1: 582W L2: 605W L3: -293W	3642W L1: 1774W L2: 1666W L3: 201W	2100W L1: 856W L2: 632W L3: 611W

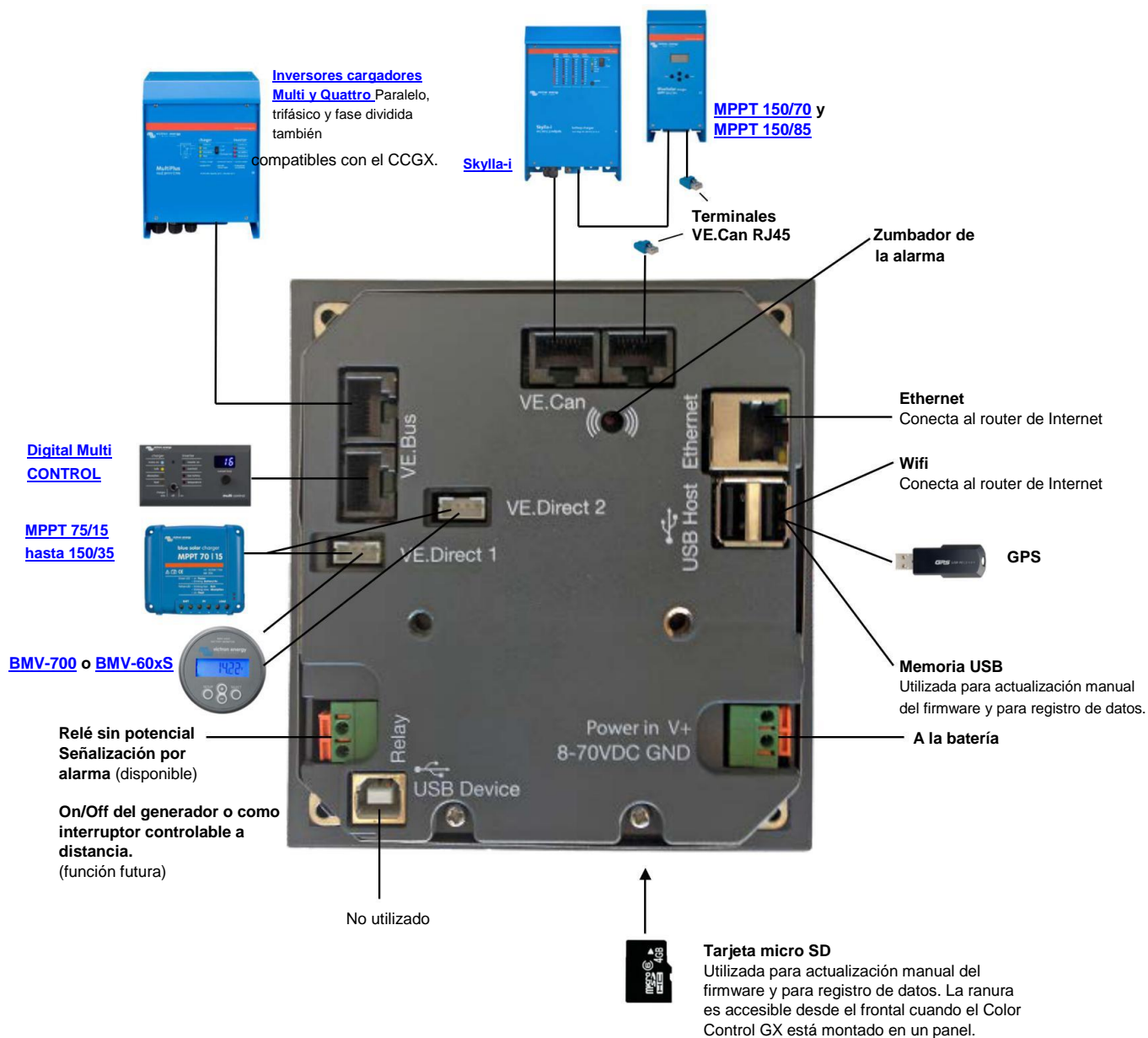
Portal VRM – señal directa



Portal VRM – Consumo



Esquema del Color Control GX



7.7. Ficha técnica del monitor de baterías de VICTRON ENERGY

Serie BMV 700: Control de precisión de baterías

www.victronenergy.com



BMV 700



Embellecedor
cuadrado BMV



Derivador BMV 500A/50mV
Con PCB de conexión rápida



BMV 702S Negro



BMV 700H

Indicador de nivel de carga, indicador de autonomía y mucho más

La capacidad restante de la batería depende de los amperios-hora consumidos, de la corriente de descarga, de la temperatura y de la edad de la batería. Se necesita un software con complejos algoritmos para tener en cuenta todas estas variables.

Además de las opciones básicas de visualización, como tensión, corriente y amperios-hora consumidos, la serie BMV-700 también muestra el estado de carga, la autonomía restante y la potencia consumida en vatios.

El BMV-702 dispone de una entrada adicional que puede programarse para medir la tensión (de una segunda batería), la temperatura o la tensión del punto medio (ver más abajo).

Fácil de instalar:

Todas las conexiones eléctricas se hacen a la PCB de conexión rápida del derivador de corriente. El derivador se conecta al monitor mediante un cable telefónico estándar RJ12. Se incluye: Cable RJ 12 (10 m) y cable de batería con fusible (2 m); no se necesita más.

También se incluye una placa embellecedora frontal para la pantalla, cuadrada o redonda; una anilla de fijación trasera y tornillos para el montaje frontal.

De fácil programación

El usuario dispone de un menú de instalación rápida, y de otro más detallado con textos deslizantes, para realizar los distintos ajustes. Por favor, consulte el manual para más información.

Nuevo: control de la tensión del punto medio (sólo BMV-702)

Esta función, que se utiliza a menudo en el sector para monitorizar grandes y costosos bancos de baterías, está ahora disponible a bajo coste para controlar cualquier banco de baterías.

Un banco de baterías consta de una cadena de celdas conectadas en serie. El tensión del punto medio es la tensión que se obtiene en la mitad de esta cadena. Idealmente, la tensión del punto medio equivaldría exactamente a la mitad de la tensión total. Sin embargo, en la práctica se podrán ver desviaciones que dependerán de muchos factores, como el diferente estado de carga de las baterías o celdas nuevas, de sus distintas temperaturas, de corrientes de fuga internas, de las capacidades y de mucho más.

Las desviaciones importantes, o que vayan en aumento, de la tensión del punto medio indican un mantenimiento inadecuado o un fallo en alguna batería o celda. Las medidas correctivas que se tomen después de una alarma por tensión del punto medio pueden evitar daños en una costosa batería. Por favor, consulte el manual del BMV para más información.

Características estándar

- Tensión, corriente, potencia, amperios-hora consumidos y estado de la carga de la batería
- Autonomía restante al ritmo de descarga actual.
- Alarma visual y sonora programable
- Relé programable, para desconectar cargas no críticas o para arrancar un generador en caso necesario.
- Derivador de conexión rápida de 500 amperios y kit de conexión
- Selección de la capacidad del derivador hasta 10.000 amperios
- Puerto de comunicación VE.Direct
- Almacena una amplia gama de datos históricos, que pueden utilizarse para evaluar los patrones de uso y el estado de la batería
- Amplio rango de tensión de entrada: 9,5 – 95 V
- Alta resolución de medición de la corriente: 10 mA (0,01A)
- Bajo consumo eléctrico: 2,9 Ah al mes (4 mA) @ 12 V y 2,2 Ah al mes (3 mA) @ 24V

Características adicionales del BMV-702

Entrada adicional para medir la tensión (de una segunda batería), la temperatura o la tensión del punto medio, y los ajustes correspondientes de alarma y relé.

BMV 700HS: Rango de tensión de 60 a 385 VCC

No necesita predivisor. Nota: ideal para sistemas con sólo el negativo a tierra (el monitor de baterías no está aislado del derivador).

Otras opciones de monitorización de la batería

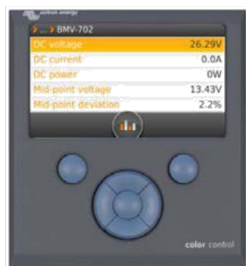
- Controlador de baterías VE.Net
- Controlador de baterías VE.Net de alta tensión: de 70 a 350VDC
- Derivador Lynx VE.Net
- Derivador Lynx VE.Can

Más sobre la tensión del punto medio

Una celda o una batería en mal estado podría destruir una grande y cara bancada de baterías. Cuando las baterías están conectadas en serie, se puede generar una oportuna alarma midiendo la tensión del punto medio. Por favor, consulte el manual del BMV, sección 5.2, para más información.

Le recomendamos nuestro **Battery Balancer** (BMS012201000) para maximizar la vida útil de las baterías conectadas en serie.

Monitor de baterías	BMV 700	BMV 702 BMV 702 NEGRO	BMV 700HS
Tensión de alimentación	6,5 - 95 VCC	6,5 - 95 VCC	60 – 385 VCC
Consumo eléctrico; luz trasera apagada	< 4 mA	< 4 mA	< 4 mA
Rango de tensión de entrada, batería auxiliar	n.d.	6,5 - 95 VCC	n.d.
Capacidad de la batería (Ah)	20 - 9999 Ah		
Rango de temperatura de trabajo	-20 +50°C (0 - 120°F)		
Mide la tensión de una segunda batería, o la temperatura o el punto medio	No	Sí	No
Rango de medición de la temperatura	-20 +50°C		n.d.
Puerto de comunicación VE.Direct	Sí	Sí	Sí
Relé	60 V/1 A normalmente abierto (la función puede invertirse)		
RESOLUCIÓN y PRECISIÓN (con derivador de 500 A)			
Corriente	± 0,01 A		
Tensión	± 0,01 V		
Amperios/hora	± 0,1 Ah		
Estado de la carga (0 – 100%)	± 0,1 %		
Autonomía restante	± 1 min		
Temperatura (0 - 50°C o 30 - 120°F)	n. d.	± 1 °C/°F	n. d.
Precisión de la medición de la corriente	± 0,4 %		
Precisión de la medición de la tensión	± 0,3 %		
INSTALACIÓN Y DIMENSIONES			
Instalación	Montaje empotrado		
Frontal	63 mm de diámetro		
Embellecedor delantero	69 x 69 mm (2,7 x 2,7 in)		
Diámetro del cuerpo	52 mm (2,0 in)		
Profundidad del cuerpo	31 mm (1,2 in)		
ESTÁNDARES			
Seguridad	EN 60335-1		
Emisiones/Normativas	EN 55014-1 / EN 55014-2		
Sector de la Automoción	ECE R10-4 / EN 50498		
ACCESORIOS			
Derivador (incluido)	500 A / 50 mV		
Cables (incluidos)	UTP de 10 metros, 6 seis hilos, con conectores RJ12, y cable con fusible para conexión “+”		
Sensor de temperatura	Opcional (ASS000100000)		

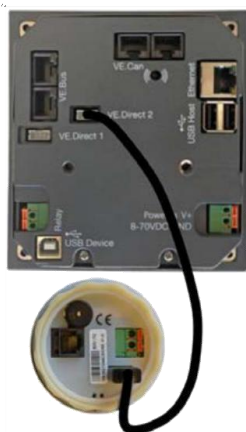


Color Control

El potente ordenador Linux que se esconde tras la pantalla de color y los botones recoge los datos de cualquier equipo Victron y los muestra en pantalla. Además de comunicarse con equipos de Victron, el Color Control también se comunica a través de NMEA2000, Ethernet y USB.

Los datos pueden almacenarse y analizarse en el Portal VRM. Hay apps de monitorización y control disponibles para iPhone y Android.

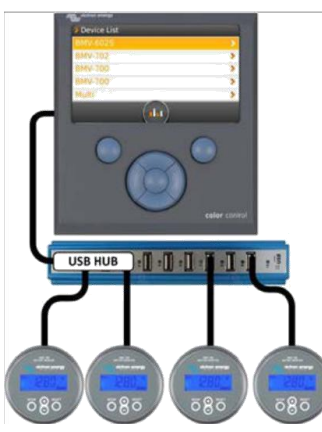
<https://vr.victronenergy.com/>



Se pueden conectar hasta cuatro BMV directamente al Color Control.

Se pueden conectar incluso más BMV a un concentrador USB para llevar a cabo una monitorización centralizada.

Con la comunicación entre el VE.Direct y la mochila por Bluetooth de baja energía (BLE), se pueden mostrar datos y alarmas en tiempo real en smartphones, tabletas y demás dispositivos Apple y Android.



Victron Global Remote

El Global Remote es un módem que envía alarmas, advertencias e informes de estado del sistema a teléfonos móviles mediante mensajes de texto (SMS). También puede registrar en un sitio web datos provenientes de monitores de baterías Victron, unidades MultiPlus, Quattros e inversores mediante una conexión GPRS: el Portal VRM. El acceso a esta web es gratuito. Se necesita un cable de interfaz VE.Direct a Global Remote (ASS030534000).



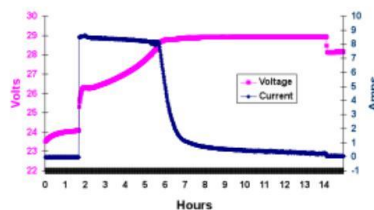
Derivador de 1000 A/50 mV y 2000 A/50 mV

Para mayor facilidad de uso con la serie BMV: el PCB de conexión rápida del derivador estándar de 500A/50mV también puede montarse en estos derivadores.

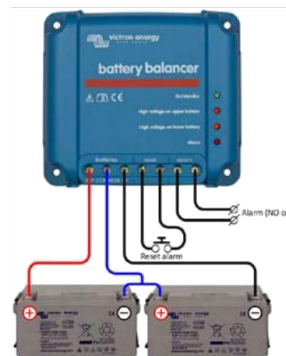


Cables de interfaz

- Cables VE.Direct para conectar un BMV 70x al Color Control (ASS030530xxx)
- Interfaz VE .Direct a USB (ASS030530000) para conectar varios BMV 70x al Color Control o a un ordenador.
- Interfaz VE.Direct a Global Remote para conectar un BMV 70x a un Global Remote. (ASS030534000)



La aplicación de software para PC **BMV-Reader** mostrará todas las lecturas actuales en un ordenador, incluido el histórico de datos. También puede registrar los datos en un archivo con formato CSV. Está disponible de forma gratuita y puede descargarse desde nuestro [sitio web](#), sección [Asistencia y descargas](#). Conecte el BMV al ordenador con la interfaz VE.Direct a USB, ASS030530000.



Battery Balancer (BMS012201000)

El Battery Balancer (equilibrador de baterías) equilibra el estado de la carga de dos baterías de 12 V conectadas en serie, o de varias cadenas paralelas de baterías conectadas en serie.

En el caso de que la tensión de carga de un sistema de baterías de 24 V aumente por encima de los 27 V, el Battery Balancer se activará y comparará la tensión que llega a las dos baterías conectadas en serie. El Battery Balancer retirará una corriente de hasta 1 A de la batería (o baterías conectadas en paralelo) que tenga la tensión más alta. El diferencial resultante de corriente de carga garantizará que todas las baterías converjan en el mismo estado de carga.

Si fuese necesario, se pueden poner varios equilibradores en paralelo.

Una bancada de baterías de 48 V puede equilibrarse con tres Battery Balancers.

7.8. Ficha técnica de las baterías estacionarias OPzS de VESNA SOLAR

TAB OPzS

LAS BATERÍAS TAB OPzS SE FABRICAN CON LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DE PLOMO-ÁCIDO.

Las baterías estacionarias del tipo OPzS están destinadas al suministro de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Telecomunicaciones, Ordenadores, Iluminación de emergencia, Sistemas de alarmas, Sistemas de control y vigilancia en plantas de energía y estaciones eléctricas estaciones de tren, aeropuertos, etc...



Diseño

- ELECTRODO POSITIVO**
 - » Placa Tubular con baja aleación de antimonio (<2%)
- ELECTRODO NEGATIVO**
 - » Placa plana con expansor de larga duración
- SEPARACIÓN**
 - » Separador microporoso
- ELECTROLITO**
 - » Ácido sulfúrico peso específico de 1,24 g/cm³
- RECIPIENTE**
 - » Alta resistencia a impactos, material transparente SAN
- TAPA**
 - » ABS (SAN) * en color gris dependiendo del modelo
- ELEMENTOS CON CELDAS CIEGAS**
 - » 4V, 6V, 8V, 10V TAPONES
 - » Tapones cerámicos según norma DIN 40740
- POLOS SELLADOS**
 - » 100% hermético. Evita fugas de gas y electrolito
- CONECTOR**
 - » Cable de cobre aislado flexible con sección transversal de 35, 50, 70, 95 o 120 mm² (35, 50 o 70 mm²) *
- TIPO DE PROTECCIÓN**
 - » IP 25 respecto a la norma DIN 40050, contacto protegido según VBG4

Carga

- IU - CARACTERÍSTICAS**
 - » I_{max} sin límite CARGA DE FLOTACIÓN
 - » U = 2,23 V / celda ± 1%, entre 10°C y 30°C
 - » U/T = -0,004 V/K por debajo de 10°C de promedio mensual
- CARGA INICIAL**
 - » U = 2,35 a 2,40 V / celda, tiempo limitado

OPzS elemento Monoblock

Características De Descarga

- TEMPERATURA DE REFERENCIA**
 - » 20°C en el C10 (1,80 V / celda) y 25°C en C100 (1,85 V / celda)
- CAPACIDAD INICIAL**
 - » 100 %
- INTENSIDAD DE DESCARGA**
 - » Normalmente hasta el 80%
 - » Más del 80% POD o descargas más allá de las tensiones de descarga final (independientes de la corriente de descarga) tienen que ser evitadas

Datos Operativos

- VIDA ÚTIL**
 - » Hasta 20 años (18 años) * a 20°C
- INTERVALO ENTRE RELLENO DE AGUA**
 - » Más de 2 años a 20°C
- CICLOS IEC 896-1**
 - » 1500 (1200)*
- AUTODESCARGA**
 - » Aprox. 2% meses a 20°C
- TEMPERATURA OPERATIVA**
 - » -20°C a 55°C, 10°C a 30°C
- REQUISITOS DE VENTILACIÓN**
 - » F1 = 0,5 (aleación de bajo antimonio) según
- NORMATIVA EN 50272-2**
 - » MEDIDAS DE CONFORMIDAD CON
 - » DIN 40 737 parte 1
 - » PRUEBAS DE CONFORMIDAD
 - » IEC 896-1
- NORMAS DE SEGURIDAD**
 - » VDE 0510 parte 2 y EN 50272-2
- TRANSPORTE**
 - » Estas mercancías NO SE CONSIDERAN MERCANCÍAS PELIGROSAS durante el transporte por carretera

Número de ciclos: 1.500 (IEC 896-1)

TIPO DE CELDA	VOLTAGE (V)	LxWxH (mm)	PESO (kg)	C10 (Ah) Uf=1,80V at 20 °C	C100 (Ah) Uf=1,85V at 25 °C
BLOQUES					
12v 1 OPzS 50	12	272x205x392	26/39	51	73
12v 2 OPzS 100	12	272x205x392	38/50	103	146
12v 3 OPzS 150	12	380x205x392	53/69	154	218
6v 4 OPzS 200	6	272x205x392	36/47	204	291
6v 5 OPzS 250	6	380x205x392	44/61	255	364
6v 6 OPzS 300	6	380x205x392	52/68	307	437
CELDAS					
2 OPzS 100	2	103x206x420	8,7/13,7	109	151
3 OPzS 150	2	103x206x420	11/16	158	226
4 OPzS 200	2	103x206x420	13/18	212	301
5 OPzS 250	2	124x206x420	16/22	264	376
6 OPzS 300	2	145x206x420	18/26	317	452
5 OPzS 350	2	124x206x536	20/29	385	527
6 OPzS 420	2	145x206x536	24/34	465	632
7 OPzS 490	2	166x206x536	28/39	540	737
6 OPzS 600	2	145x206x711	35/50	654	903
8 OPzS 800	2	210x191x711	46/65	868	1204
10 OPzS 1000	2	210x233x711	57/80	1090	1510
12 OPzS 1200	2	210x275x711	66/93	1304	1810
12 OPzS 1500	2	210x275x861	88/119	1659	2260
16 OPzS 2000	2	212x397x837	115/160	2200	3010
20 OPzS 2500	2	212x487x837	145/200	2751	3760
24 OPzS 3000	2	212x576x837	170/240	3298	4520

La densidad del ácido en una celda con carga eléctrica es 1,24 ± 0,1 kg / l a 293 ° K (20°C +). Los ciclos no deben superar el 80% de la capacidad nominal. Una descarga profunda puede reducir el tiempo de vida de la batería.

Mantenimiento

CADA 6 MESES

- » Revise el voltaje y la densidad de la batería así como su temperatura en cada elemento (vaso)

CADA 12 MESES

- » Descargar completamente la batería y revise la densidad así como su temperatura en cada elemento (vaso)

7.9. Ficha técnica del grupo electrógeno de gasolina AYERBE

AYERBE

**GENERADORES GASOLINA 3000
R.P.M. MOTOR HONDA**



AYERBE 5000 – H – MN - Manual

- **Código:** 5420040
- Motor **HONDA GX-270 (E)** 272 cc 9 HP 4 tiempos
- Alternador LINZ SP SP10 MF
- Potencia máx. 5 KVA // 4200 W.
- Potencia nom. 4,8 KVA // 3850 W.
- Tension 230 V. // 50 Hz.
- Consumo 1,8 L/H (75%)
- Depósito: 6 L.
- Nivel sonoro 97 dB.
- Peso 75 kg.
- Arranque manual
- Dimensiones 770 x 746 x 625 mm.

7.10. Ficha técnica de la bomba de agua de BOMBAS CAPRARI

BOMBAS CAPRARI, S.A.

RX 80 - 12/20

Bombas sumergidas multicelulares para pozos abiertos de Ø min. 140 mm



Materiales

Envolvente exterior, cuerpo impulsión, impulsores, filtro y envolvente motor: **acero inox AISI 304.**

Eje motor: **acero inox AISI 420.**

Difusores: **Noryl®** con carga de fibra de vidrio.

Doble cierre mecánico: **grafito / carburo de silicio y grafito / esteatita.**

Motor

Asíncrono, dos polos.

Protección IP 68.

Aislamiento clase F.

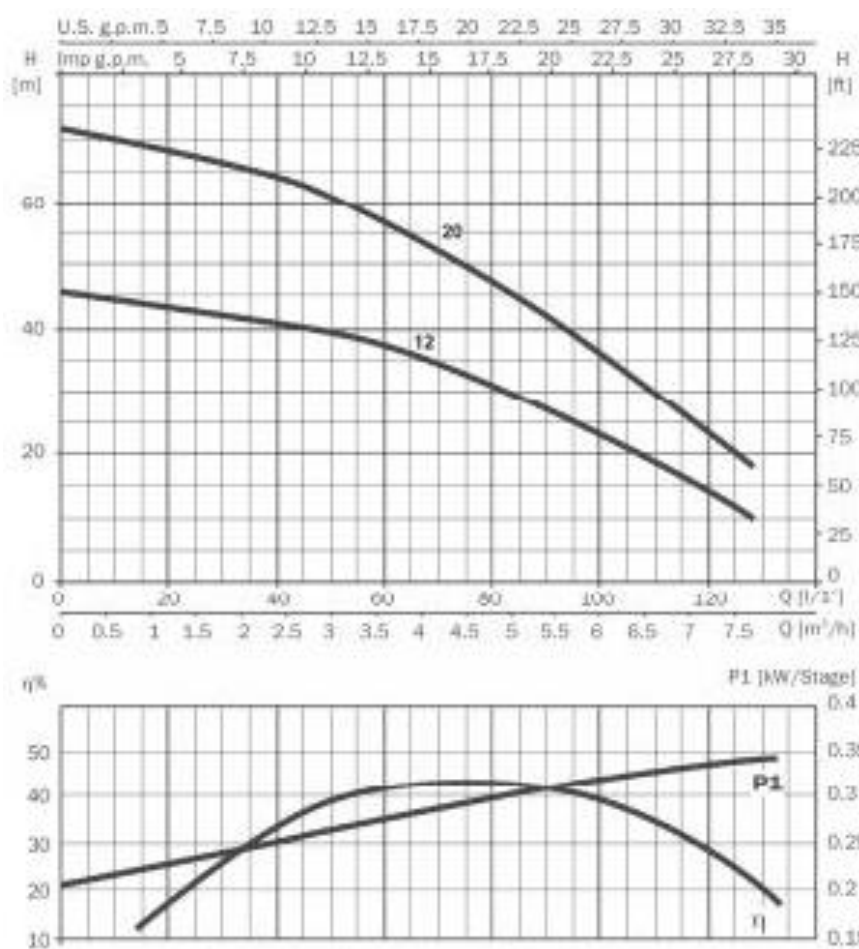
Servicio continuo.

Motor refrigerado por agua.

Motor monofásico con protección térmica incorporada.

Aplicaciones

Riego, trasvase y conjuntos hidroneumáticos.



	A	B	C	Kg
RX 80 12	552	138	1"	17
RX 80 20	655	138	1"	17,2

230 V 50 Hz	230/400 V 50 Hz	A			P1 (kW)		kW	CV	μF	l/min	20	30	40	50	60	80	100	125
		1 ~	3 ~		1 ~	3 ~												
			230 V	230 V														
RX 80 12 M	RX 80 12 T	7,0	4,3	2,5	1,50	1,40	0,90	1,25	16		44	43	41	39	38	31	24	12
RX 80 20 M	RX 80 20 T	10,8	6,6	3,8	2,20	2,10	1,50	2,00	25		68	66	64	61	57	47	36	



7.11. Hipervínculo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red

Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red

PCT-A-REV - febrero 2009

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID

www.idae.es





Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**